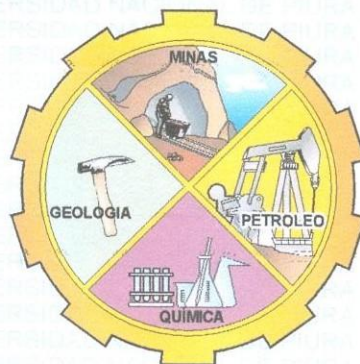


**UNIVERSIDAD NACIONAL DE PIURA**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA DE MINAS**  
**ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO**



**“ALTERNATIVAS PARA LA PRODUCCIÓN OPTIMA DE  
POZOS CON ALTO GOR”**

**TESIS**

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE  
INGENIERO DE PETRÓLEO**

**BR. JORGE CÉSAR CUEVA REQUENA**

**PIURA - PERÚ**  
**DICIEMBRE 2016**



**UNIVERSIDAD NACIONAL DE PIURA**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA DE MINAS**  
**ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO**



**“ALTERNATIVAS PARA LA PRODUCCIÓN OPTIMA DE  
POZOS CON ALTO GOR”**

**TESIS**

**PRESENTADA A LA FACULTAD DE INGENIERÍA DE MINAS PARA OPTAR  
EL TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO DE PETRÓLEO**

  
**DR. ING° JUAN F. MOREANO SEGOVIA**  
**PRESIDENTE**

  
**M.Sc. ING° JUAN C. ALIAGA RODRIGUEZ**  
**SECRETARIO**

  
**M.Sc. ING° GREGORIO MECHATO QUINTANA**  
**VOCAL**



# UNIVERSIDAD NACIONAL DE PIURA

## FACULTAD DE INGENIERÍA DE MINAS


### ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO



## **“ALTERNATIVAS PARA LA PRODUCCIÓN OPTIMA DE POZOS CON ALTO GOR”**

## **TESIS**

**PRESENTADA A LA FACULTAD DE INGENIERÍA DE MINAS PARA OPTAR  
EL TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO DE PETRÓLEO**

  
**Br. JORGE CÉSAR CUEVA REQUENA**  
**EJECUTOR**

  
**ING. RICARDO AYALA ORIHUELA**  
**ASESOR**



## **DEDICATORIA**

La presente tesis está dedicada a Jehová, un Dios vivo que escucha las peticiones de sus hijos, y su misericordia alcanza límites insospechables, proporcionando en cada momento, paz, amor, y sabiduría en abundancia. Porque sabes lo mucho que te necesito y, aunque a menudo tropiezo, tu incommensurable amor conforta mi alma. Por eso y más, gracias Papá hermoso.

A mis padres y amado hermano, porque ellos siempre estuvieron a mi lado brindándome su apoyo, dedicación y paciencia. Fueron mis modelos a seguir, creyeron siempre en mis capacidades, siendo mi motivación y esfuerzo para poder cumplir mis metas y objetivos como profesional.

**JORGE CÉSAR**

## **AGRADECIMIENTO**

Agradezco al Ingeniero Gregorio Mechatto por haber sido guía en el proceso de este trabajo y por compartir sus conocimientos para poder culminar con éxito este proyecto. A mi estimado y querido profesor Percy Valenzuela, quien durante toda la carrera, me transmitió su profesionalismo y conocimientos. A mis compañeros Gilberto Jesús Miranda Noblecilla, Rubén Zelada Ato, José Jesús Valladares Alcántara, Alex Omar Zapata Chávez, Gelber Castro Juárez. Gracias.

**JORGE CÉSAR**

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE PIURA**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA DE MINAS**  
**ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO**  
**BACH. JORGE CÉSAR CUEVA REQUENA**

**“ALTERNATIVAS PARA LA PRODUCCIÓN OPTIMA DE POZOS CON ALTO GOR”**

**RESUMEN**

El trabajo de Tesis ha sido elaborado teniendo en cuenta que la Industria Petrolera en el noroeste tiene más de 100 años de producción, desde el descubrimiento del Petróleo. Desde entonces más de 100 campos han sido colocados en operación y aún se encuentran en producción. Estos campos presentan pozos con un perfil de producción declinante y con alto GOR.

El objetivo principal del presente estudio es aprovechar el gas en los pozos de alto GOR, utilizando el Levantamiento Artificial por gas, que es uno de los métodos más utilizados a nivel mundial para el levantamiento de la producción en pozos petroleros, teniendo en cuenta la eficiencia del Sistema de Gas Lift Intermitente como alternativa para la producción optima de pozos con características de producción de alto GOR y baja Presión de Reservorio.

A medida que los pozos producen y el empuje natural del reservorio disminuye en función a la producción acumulada en el tiempo, la presión del fondo del pozo también se reduce al punto que los pozos deben producir mediante bombeo artificial, siendo el bombeo de varillas de succión el más común.

La producción de pozos con alto GOR y con sistema de levantamiento por bombeo mecánico es deficiente, siendo el bloqueo pos GAS de la bomba del subsuelo y la reducción de aportes del fluido de las formaciones productivas por el incremento de la contrapresión en cabeza de pozo, la principal causa.

Este trabajo de Tesis involucra investigación aplicada a la Optimización de la producción en pozos que producen en alto GOR, promoviendo la aplicación del sistema Gas Lift Intermitente a manera de aprovechar al máximo el gas producido por las formaciones productivas.

**PALABRAS CLAVE:** Producción, Levantamiento Artificial, Reservorio, Bombeo, Varillas de Succión, Optimización.

**NATIONAL UNIVERSITY OF PIURA**  
**FACULTY OF MINING ENGINEERING**  
**PROFESSIONAL SCHOOL OF PETROLEUM ENGINEERING**  
**BACH. JORGE CÉSAR CUEVA REQUENA**

**"ALTERNATIVES FOR THE OPTIMAL PRODUCTION OF WELLS WITH  
HIGH GOR"**

**ABSTRACT**

The work of Thesis has been elaborated taking into account that the Oil Industry in the northwest has more than 100 years of production, since the discovery of the Oil. Since then more than 100 fields have been put into operation and are still in production. These fields present wells with a declining production profile and high GOR.

The main objective of the present study is to take advantage of the gas in the high GOR wells, using the Gas Artificial Lift, which is one of the most widely used methods for lifting production in oil wells, taking into account efficiency Of the Intermittent Gas Lift System as an alternative for the optimum production of wells with production characteristics of high GOR and Low Reservoir Pressure.

As the wells produce and the natural thrust of the reservoir decreases as a function of the accumulated production over time, the well bottom pressure also reduces to the point that the wells must produce by artificial pumping, with the suction rod being pumped the most common.

The production of wells with high GOR and mechanical lift system is deficient, being the post GAS blockade of the subsurface pump and the reduction of fluid contributions of the productive formations by the increase of the back pressure in the wellhead, the main cause. This thesis work involves applied research to the Optimization of the production in wells that produce in high GOR, promoting the application of the Intermittent Gas Lift system in order to maximize the gas produced by the productive formations.

**KEY WORDS:** Production, Artificial Lift, Reservoir, Pumping, Suction Rods, Optimization.

## ÍNDICE

<b>CAPITULO I.....</b>	<b>1</b>
1 MARCO CONTEXTUAL DE LA INVESTIGACIÓN .....	1
1.1 INTRODUCCIÓN.....	1
1.2 REALIDAD PROBLEMÁTICA.....	2
1.2.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	2
1.3 JUSTIFICACIÓN .....	3
1.4 OBJETIVOS.....	3
1.4.1 OBJETIVO GENERAL .....	3
1.4.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS .....	3
1.5 HIPÓTESIS DE LA INVESTIGACIÓN .....	3
1.5.1 VARIABLES DE LA HIPÓTESIS .....	4
 <b>CAPÍTULO II.....</b>	 <b>5</b>
2 MARCO TEÓRICO .....	5
2.1 ANTECEDENTES .....	5
2.2 CARACTERIZACIÓN DE LOS RESERVORIOS .....	6
2.2.1 RESERVORIOS CON IMPULSIÓN POR GAS EN SOLUCIÓN .....	7
2.2.2 CARACTERÍSTICAS DE LOS RESERVORIOS.....	8
2.2.3 MÉTODOS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL UTILIZADOS ACTUALMENTE EN EL CAMPO .....	8
2.2.3.1 BOMBEO MECÁNICO .....	8
2.2.3.2 SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL PLUNGER LIFT .....	14
2.2.3.3 PRODUCCIÓN POR PISTONEO (SWAB) .....	19
2.2.3.4 MÉTODOS DE LEVANTAMIENTO POR GAS LIFT.....	22
 <b>CAPÍTULO III .....</b>	 <b>31</b>
3 APLICACIÓN DEL MÉTODO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR GAS LIFT INTERMITENTE.....	31
3.1 CARACTERÍSTICAS DE LOS YACIMIENTOS DEL NOR-OESTE.....	31
3.1.1 HISTORIA DEPOSICIONAL Y ESTRUCTURAL .....	32
3.1.2 POTENCIAL DE RESERVAS.....	34



3.1.3 CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS .....	36
3.1.4 CARACTERÍSTICAS ESTRUCTURALES.....	37
3.1.5 CARACTERÍSTICAS DE LOS RESERVORIOS.....	38
3.2 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL ACTUALES .....	41
3.3 GENERALIDADES SISTEMA GAS LIFT APLICADO EN EL NOR-OESTE....	42
3.3.1 GAS LIFT CONTINUO .....	43
3.3.2 GAS LIFT INTERMITENTE.....	44
3.3.3 MECÁNICA DE VÁLVULAS GAS LIFT, IPO .....	45
3.4 FUERZAS QUE ACTÚAN SOBRE LAS VÁLVULAS GAS LIFT EN OPERACIÓN .....	45
3.4.1 GAS LIFT INTERMITENTE .....	48
3.4.2 TIPOS DE INSTALACIONES GAS LIFT.....	50
3.4.2.1 INSTALACIÓN GAS LIFT CONVENCIONAL .....	50
3.4.2.2 INSTALACIÓN GAS LIFT CON CÁMARA DE ACUMULACIÓN.....	51
3.4.2.3 INSTALACIÓN GAS LIFT BLT .....	52
3.4.2.4 INSTALACIÓN GAS LIFT CONCÉNTRICO .....	54
3.5 EXPERIENCIA POZO LG-112.....	55
 <b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....</b>	<b>60</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>61</b>

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 Esquema Típico De Una Bomba De Subsuelo.....	10
Figura 2.2 Equipo de bombeo superficial.....	13
Figura 2.3 Esquema Típico De Una Instalación Plunger Lift .....	15
Figura 2.4 Esquema de un ciclo con plunger lift .....	17
Figura 2.5 Unidad De Swab.....	19
Figura 2.6 Partes De La Unidad De Swab .....	22
Figura 2.7 Sistemas de Gas Lift .....	24
Figura 2.8 Gas Lift Continuo.....	27
Figura 2.9 Gas Lift Intermitente .....	28
Figura 3.1 Estratigrafía de la cuenca Talara .....	32
Figura 3.2 sección transversal mostrando el grado de fallamiento.....	33
Figura 3.3 Columna Estratigráfica generalizada de la cuenca Talara.....	37
Figura 3.4 Pozo área Reventones, historial de Producción .....	40
Figura 3.5 Mecanismos De Producción Actuales Lote X.....	41
Figura 3.6 Esquema de un sistema de Gas Lift.....	42
Figura 3.7 Válvula de Gas lift operada por gas de inyección.....	45
Figura 3.8 Calibración de válvulas de Gas Lift en laboratorio de calibración .....	48
Figura 3.9 Ciclo de levantamiento Gas Lift Intermitente aplicado .....	50
Figura 3.10 Instalación de Gas Lift intermitente convencional.....	51
Figura 3.11 Instalación Cámara Insertada .....	52
Figura 3.12 Esquema de instalación BLT .....	53
Figura 3.13 Mandrel BLT de descarga 2 3/8” .....	53
Figura 3.14 Mandrel BLT Operativo 2 3/8” .....	54
Figura 3.15 Instalación Crossover .....	54
Figura 3.16 Histórico de Producción del pozo LG-112.....	55
Figura 3.17 IPR estimado para el pozo LG- 112 .....	56
Figura 3.18 Pozo LG-112 Instalación Convencional .....	57



## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 Características de los reservorios del Nor-Oeste .....	3
Tabla 2.2 Resistencia y Torque .....	11
Tabla 3.1 Estadística de los campos de petróleo y gas cuenca Talara.....	34
Tabla 3.2 Resultados devaluación. Estimado de reservas cuenca Talara-por USGS .....	36
Tabla 3.3 Características Petrofísicas Promedio de los reservorios de La Cuenca .....	40
Tabla 3.4 Ventajas y Desventajas del Gas Lift continuo .....	43
Tabla 3.5 Ventajas y Desventajas del Gas Lift Intermitente .....	44
Tabla 3.6 Calculo de calibración de GLV .....	58

## **CAPITULO I**

### **1 MARCO CONTEXTUAL DE LA INVESTIGACION**

#### **1.1 INTRODUCCIÓN**

Los pozos perforados en el Campo Laguna Grande, producen de la formación Mesa, principal formación productiva multicapa, la cual presenta alta saturación de Gas debido a la baja presión de reservorio y ubicación de los cañoneos en la parte superior de la estructura.

Los pozos asistidos con bombas de bombeo mecánico de subsuelo tienen baja eficiencia porque sufren bloqueo por gas, debido al alto GOR de Producción y a la ausencia de líneas de recolección de gas de baja presión en la tubería de revestimiento de producción, generando una alta presión fluyente de fondo volviendo al sistema deficiente y antieconómico.

Las características productivas en los pozos del campo Laguna Grande, generan la necesidad de diseñar una instalación de compresores en las facilidades de producción parcial en red que recolecte el gas de forros y aplicar un sistema de levantamiento artificial que aproveche al máximo la energía del reservorio, y nos permita la Optimización de la Producción en cada uno de los pozos.

Un compromiso del proyecto es optimizar la producción acorde con el cumplimiento de la normativa ambiental, dado que la producción, el procesamiento, el transporte y la distribución de petróleo y gas es la segunda fuente más grande de emisiones de metano causadas por las actividades del ser humano en todo el mundo.

Dado que el metano es el principal componente del gas natural y es un poderoso gas de efecto invernadero; la reducción de las emisiones de metano provenientes de la industria del petróleo y del gas natural trae beneficios significativos al medio ambiente a nivel global, adicionalmente trae otros beneficios económicos, operacionales y de seguridad energética para las compañías de petróleo y gas.

El objetivo principal del presente estudio es aprovechar el gas en los pozos de alto GOR, utilizando el Levantamiento Artificial por Gas, que es uno de los métodos más utilizados a nivel mundial para el levantamiento de la producción en pozos petroleros.

Conceptualmente es muy sencillo, el gas disminuye el peso de la columna de tal forma que la energía del yacimiento resultará suficiente para levantar la producción hasta la superficie. Es necesario inyectar el gas lo más profundo posible para reducir



sustancialmente el peso de la columna e inyectar la tasa de gas adecuada para que la fricción de la corriente multifásica no anule la reducción de peso.

Adicionalmente para optimizar la distribución de gas entre los pozos asociados al sistema es necesario utilizar algoritmos que permitan levantar la mayor cantidad de petróleo posible, ya que la presencia de agua atenta contra la rentabilidad del método puesto que esta es normalmente más pesada que el petróleo y no posee gas en solución para asistir al levantamiento de los fluidos.

## **1.2 REALIDAD PROBLEMÁTICA**

La industria petrolera en el Noroeste tiene más de 100 años de producción, desde el descubrimiento del Petróleo. Desde entonces, más de 100 Campos han sido colocados en Operación y aún se encuentran en producción. Estos campos presentan pozos con un perfil de producción declinante y con Alto GOR.

A medida que los pozos producen y el empuje natural del reservorio disminuye en función a la producción acumulada en el tiempo, la presión del fondo del pozo también se reduce, al punto que los pozos deben producirse mediante bombeo artificial, siendo el bombeo de varillas de succión el más común. Al seguir disminuyendo la presión de fondo, la contrapresión de superficie requerida para transportar el gas hasta la facilidad para ser medido y quemado, con el tiempo se vuelven un porcentaje mayor de la presión de fondo agotada requiriendo que se instale algún dispositivo de alivio de presión, y no necesariamente la emisión de este gas a la atmósfera.

### **1.2.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

Si la producción de los pozos por bombeo mecánico en el área de Laguna, han mostrado un levantamiento deficiente, siendo el bloqueo por Gas de la bomba de subsuelo y la reducción de aportes de fluido de las formaciones productivas por el incremento de la contrapresión en cabeza de pozo, la principal causa. De qué manera mejorara la producción de los pozos que producen con alto GOR, aplicación de Sistema Gas Lift Intermitente a manera de aprovechar al máximo el gas producido por las formaciones productivas, y así también evitar ventear o quemar el gas, contaminando el ambiente.

### **1.3 JUSTIFICACION**

El campo laguna Grande, es uno de los campos petroleros del noroeste del país con más de 50 años de explotación. La explotación económica del campo por parte de la empresa Oil Production Project – OPP, ha involucrado la aplicación de técnicas de producción que permitan cumplir con la normativa actual, relacionado con reducción de emisiones de gas a la atmósfera.

A lo largo de los años siempre se ha pensado que el sistema artificial de extracción por bombeo mecánico no tiene la capacidad de manejar de manera eficiente grandes cantidades de gas, máxime si no existe un sistema de captación de baja presión que colecte el gas producido por la entre columna.

La producción de los pozos con alto GOR y con sistema de levantamiento por bombeo mecánico es deficiente, siendo el bloqueo por Gas de la bomba de subsuelo y la reducción de aportes de fluido de las formaciones productivas por el incremento de la contrapresión en cabeza de pozo, la principal causa.

El trabajo de tesis involucra investigación aplicada la Optimización de la producción a pozos que producen con alto GOR, promoviendo la aplicación de Sistema Gas Lift Intermitente a manera de aprovechar al máximo el gas producido por las formaciones productivas.

### **1.4 OBJETIVOS**

#### **1.4.1 OBJETIVO GENERAL**

El objetivo general de este estudio es dar a conocer la eficiencia del sistema Gas Lift Intermitente como alternativa para la producción óptima de pozos con características de producción de alto GOR y baja Presión de Reservorio.

#### **1.4.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Evaluar los pozos en estudio para seleccionar los que cumplen con los parámetros óptimos para la aplicación del Sistema Gas Lift Intermitente
- El objetivo específico es demostrar que es alcanzable la Producción óptima de pozos con baja presión de fondo y alto GOR, en cumplimiento de la normativa Nacional

### **1.5 HIPÓTESIS DE LA INVESTIGACION**

Si el Sistema Gas Lift Intermitente es un sistema aplicable a pozos con alto GOR,



dado que aprovecha el gas de producción y brinda un tiempo para la restauración de columnas de fluidos por parte de formaciones de baja presión. Este sistema puede ser optimizado con aplicación de un pistón viajero, por lo tanto mejoraría la producción de los pozos con alto GOR

### **1.5.1 VARIABLES DE LA HIPOTESIS**

#### **VARIABLES DEPENDIENTES**

- PRODUCCION DE CRUDO
- PRODUCCIÓN DE GAS
- COSTOS

#### **VARIABLES INDEPENDIENTES**

- PRESIÓN DEL RESERVORIO
- GRAVEDAD API DEL CRUDO
- TEMPERATURA
- PROFUNDIDAD
- SISTEMA DE COMPLETACIÓN DEL POZO

## **CAPÍTULO II**

### **2 MARCO TEÓRICO**

#### **2.1 ANTECEDENTES**

UGUÑA ROMERO G.R, año 2000, Escuela Superior Politécnica del Litoral, Guayaquil, Ecuador, presentó su estudio de investigación titulado "Incremento de la Producción de petróleo por medio de la reparación de pozos por levantamiento intermitente de Gas Lift en el campo Gustavo Galindo V.". Este proyecto se realizó con la finalidad de Incrementar la producción rehabilitando 40 pozos de Gas Lift, además utilizando tratamientos químicos, debido a los problemas de parafina que presentan estos pozos del Campo Ancón que producen de la Formación Atlanta. Con un GOR calculado de 1000 cada pozo incrementaría el gas necesario para su operación, y la presión del sistema fue de 450 psi. El proyecto se aplicó y fue exitoso, tuvo una alta rentabilidad debido a que la producción se incrementó de 180 bls a 340 bls., con bajos costos de operación comparados con otros sistemas en esta área. El costo de rehabilitar un pozo con material nuevo es de aproximadamente 6,500 dólares, lo cual demostró que es bajo comparando con otros sistemas de levantamiento artificial. El principal problema en la operación de los compresores es la presión negativa en la succión que está en un rango de -10 pulgadas de mercurio a 5 psi, lo que ocasiona una sobrecarga a los compresores.

Gómez Marulanda V.L., año 2007, Fundación Universidad de América. Facultad de Ingenierías. Departamento de Ingeniería de Petróleos, Bogotá, Colombia, presento su trabajo de investigación titulado "Evaluación del sistema de levantamiento artificial por gas lift en el campo La Gloria de Perenco en Casanare" El cual se desarrolló con el fin de evaluar las condiciones de operación del sistema de levantamiento artificial por gas lift para los pozos del campo La Gloria. Este trabajo comprende la evaluación de las condiciones actuales de operación del sistema tanto en fondo como en superficie, con el fin de diagnosticar posibles alternativas de optimización del sistema. De acuerdo a la recolección de datos del sistema de levantamiento artificial por gas lift, se evaluaron las condiciones del gas de inyección en superficie con el simulador HYSYS 3.1. En esta evaluación se determinó que es posible obtener un balance equivalente del gas y mejorar las condiciones de compresión a bajo costo. Posteriormente, se evaluaron las condiciones de diseño en fondo con el simulador

WELLFLO mediante lo cual se determinó que es posible optimizar el diseño y activar formaciones productoras. Posteriormente, se plantearon posibles alternativas de mejoramiento de las condiciones operacionales del sistema y se realizó un estimativo del incremento de producción de acuerdo a las optimizaciones propuestas. Éste estimativo mostró un incremento en la producción de aproximadamente 64 BOPD. Finalmente, se realizó un estudio económico mediante la relación costo-beneficio, para determinar la viabilidad económica del proyecto.

Se obtuvo una alta rentabilidad del proyecto ya que la inversión en las optimizaciones planteadas se recupera en menos de tres años mediante el incremento en la producción de aceite. El aporte para la Compañía y Asociados es la reducción de costos del sistema de compresión y de utilidades gracias al incremento en la producción de aceite.

## **2.2 CARACTERIZACIÓN DE LOS RESERVORIOS**

Una vez comprobado la existencia de hidrocarburos en condiciones económicamente rentables se inicia la etapa productiva de los hidrocarburos, la cual reúne el conjunto de actividades que se llevan a cabo para extraer de manera eficiente, rentable y segura los fluidos que se encuentran en los yacimientos.

Un pozo produce por flujo natural cuando el yacimiento tiene la suficiente energía como para llevar el fluido desde la roca reservorio hasta el cabezal de pozo, esto se da por la magnitud de la caída de presión existente entre el pozo y el yacimiento. Los reservorios del Nor-Oeste tienen en su etapa inicial producción de flujo natural, que se les conoce también como mecanismo de recuperación primarios, entre los cuales tenemos: Empuje por gas disuelto: la fuerza la provee el gas disuelto en el petróleo, el gas tiende a expandirse y a escaparse por la disminución de presión. Empuje por capa de gas: cuando el gas está por encima del petróleo y debajo del techo de la trampa este realiza un empuje sobre el petróleo.

También existen mecanismos que al aplicárseles al yacimiento estos pueden producir por flujo natural como son inyección de gas, inyección de agua siendo los mecanismos de producción secundarios.

Cuando un pozo produce por el flujo natural del yacimiento, este mecanismo no se mantiene hasta agotarse las reservas de hidrocarburos en el yacimiento, sino que llega un momento en que la presión del yacimiento ha descendido lo suficiente como para que la caída de presión sea menor, lo cual va a hacer que el los fluidos

asciendan hasta cierta parte del pozo y a partir de allí haya que aplicar un mecanismo para llevarlos hasta el cabezal de pozo y en este caso a la plataforma. Aquí se presentan los métodos artificiales de producción, los cuales buscan recuperar el máximo posible del remanente que ha quedado en el yacimiento luego de que parara la producción por flujo natural, en ciertos casos desde el comienzo de la extracción de fluidos se aplican métodos artificiales de producción. Los más comunes en el Nor-Oeste son Bombeo mecánico, Levantamiento por Inyección de Gas, sistema Plunger Lift, bombeo por capacidades progresivas (PCP), y producción por suabeo.

### **2.2.1 RESERVORIOS CON IMPULSION POR GAS EN SOLUCIÓN**

El Empuje por Gas en Solución es a veces llamado Empuje por Gas Interno, Empuje por Gas Disuelto, Empuje por Depletación, Empuje Volumétrico o Empuje por Expansión de Fluidos. Este es el principal mecanismo de empuje para aproximadamente de todos los reservorios de petróleo del Nor-Oeste.

En un reservorio de Empuje por Gas en Solución, este mecanismo predomina por sobre uno de capa de gas o Empuje por Agua. La saturación de agua promedia dentro del volumen poroso está cerca al valor irreducible.

La presión inicial del reservorio está sobre o igual a la presión del punto de burbuja. Como la presión inicial esta sobre la presión del punto de burbuja, entonces la presión como consecuencia de la producción declina rápidamente hasta el punto de burbuja en estos reservorios. Durante este periodo, todo el gas en el reservorio permanece en solución.

Una vez que la presión ha declinado hasta la presión del punto de burbuja, la producción adicional causa que esta decline por debajo del punto de burbuja con la consiguiente evolución del gas libre en el reservorio. Después que la saturación de gas excede la saturación crítica, este se hace móvil y se desplaza hacia la parte alta de la estructura.

A fin de que no se forme una capa de gas, la permeabilidad vertical debe ser pequeña. Sobre la base de esto el gas libre fluirá en el reservorio y permitirá que se incremente el GOR observado en los pozos. El mecanismo principal se debe al empuje del gas y a la expansión del petróleo. El efecto de la expansión del agua y de la roca es pequeño si se compara a la energía de un gas libre altamente expansible.



La eficiencia de recuperación sobre el punto de burbuja, donde el petróleo es producido por la expansión del fluido líquido en el reservorio cuando se reduce la presión, esta normalmente en el rango de 1 a 3%. Sobre el punto de burbuja, la compresibilidad del petróleo es baja, tal como  $5 \times 10^{-4} \text{ psi}^{-1}$ , lo cual quiere decir que el petróleo posee una expansión volumétrica pequeña, y la producción de petróleo del reservorio resultará en una rápida declinación de la presión.

La recuperación de petróleo para el mecanismo de gas en solución, es decir cuando la presión cae por debajo del punto de burbuja, usualmente en estos reservorios está en el rango de 5 a 20 % del petróleo original en-sitio. Los factores que tienden a favorecer una alta recuperación incluyen alta gravedad API del crudo (baja viscosidad), alto GOR de solución y homogeneidad de la formación.

<b>RESERVORIOS DE GAS DISUELTO</b>	
<b>CARACTERÍSTICAS</b>	<b>TENDENCIA</b>
<b>Presión del Reservorio</b>	Declina continuamente
<b>GOR de superficie</b>	El GOR es fijo hasta que presión del reservorio alcance la presión del punto de burbuja. Por debajo de la presión del
<b>Producción de agua</b>	Ninguna o insignificante.
<b>Comportamiento del pozo</b>	Requiere bombeo desde etapas iniciales. En el Perú es usual
<b>Proceso del Mecanismo</b>	Cuando el reservorio está a una presión por encima de la presión de punto de burbuja, impera el mecanismo de expansión de fluidos con baja eficiencia de recuperación (1% a 3%).
<b>Recuperación esperada</b>	5 al 20 % del OOIP
<b>Presencia en el Perú</b>	Noroeste, en formaciones Verdún, Echino, Ostrea, Mogollón, Basal Salina.

**Tabla 2.1 Características de los reservorios del Nor-Oeste**

## **2.2.2 CARACTERÍSTICAS DE LOS RESERVORIOS**

## **2.2.3 MÉTODOS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL UTILIZADOS ACTUALMENTE EN EL CAMPO**

### **2.2.3.1 Bombeo Mecánico**

El sistema de bombeo mecánico es el método de producción artificial más utilizado para producir pozos de petróleo. Su éxito se debe fundamentalmente a su simplicidad, eficiencia y confiabilidad.

En las operaciones de Talara, aproximadamente el 92% de los pozos producen por bombeo mecánico. Esta cifra da idea de la importancia que tiene para las empresas operadoras el sistema citado en la explotación del petróleo, es obvio que un mejoramiento en su eficiencia de operación, representaría un incremento notable en la producción de petróleo crudo.

El método de bombeo mecánico consiste en elevar el fluido (petróleo + agua) desde el nivel que este alcanza en el pozo y desplazarlo al punto de recolección por medio de una bomba de profundidad accionada por la columna de varillas que transmiten el movimiento del equipo de bombeo.

El fluido es conducido hasta la superficie a través de la cañería de producción (tubing) y de allí hasta el punto de recolección por la línea de conducción (flow line)

## **COMPONENTES PRINCIPALES**

Los componentes principales que forman parte del Sistema de Bombeo Mecánico, se citan a continuación y en orden secuencial desde el fondo hasta la superficie:

- A. Bomba de subsuelo.
- B. Varillas de transmisión de succión.
- C. Tubería de Producción.
- D. Equipo de bombeo superficial.
- E. Motor primario.
- F. Cabezal del pozo

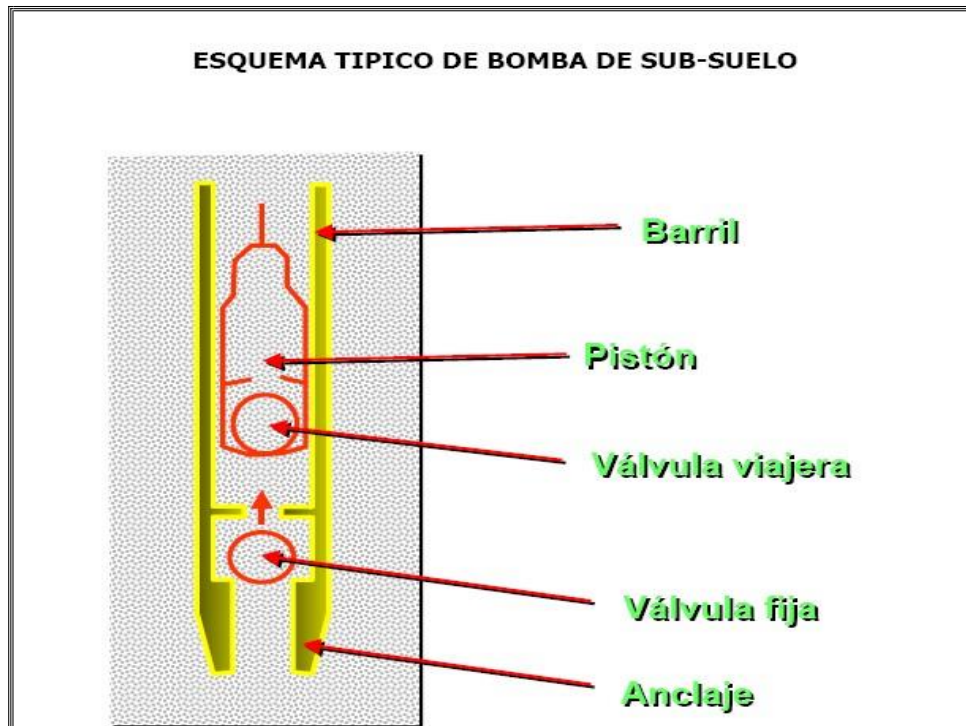
El funcionamiento en conjunto de todos estos elementos constituye el sistema de bombeo mecánico, utilizado para transmitir la energía adicional al pozo y transportar el fluido desde el fondo hasta la superficie.

Con el objeto de dar a conocer la función que desempeñan en el proceso de extracción de hidrocarburos, se describen brevemente a continuación

### **A. BOMBAS DE SUB-SUELO**

Todas las bombas usadas hoy día en el bombeo mecánico convencional son de desplazamiento positivo y movimiento reciprocante. Una bomba de sub-suelo consta de 5 partes principales (Figura 2.1):

- Barril O Cámara (Fijo O Movable)
- Pistón O Émbolo (Movable O Fijo)
- Válvula Viajera Contenida En El Pistón
- Válvula Fija Contenida En El Sistema De Anclaje
- Sistema De Anclaje Inferior O Superior



**Figura 2.1 Esquema Típico De Una Bomba De Subsuelo**

Fuente: MANUAL DE PRODUCCIÓN (PAN AMERICAN ENERGY Unidad de Gestión Golfo San Jorge)

## **B. LA SARTA DE VARILLAS**

La sarta de varillas es una parte vital del sistema de bombeo mecánico ya que es la que conecta los componentes de fondo con los de superficie. El comportamiento de la sarta de varillas tiene un impacto directo en la eficiencia del sistema y sus fallas ocasionan la total paralización del sistema de bombeo. Por tanto, es indispensable un diseño apropiado de la sarta para asegurar la continuidad de la operación y evitar pérdidas de producción y aumento de costos

La sarta se construye conectando las varillas individuales una por una hasta la profundidad deseada de la bomba

También se han comercializado las varillas continuas y huecas así como también las de fibra de vidrio. Dos problemas graves de las varillas de acero son su peso y su debilidad frente a los ataques por fluidos corrosivos. Las varillas se fabrican en dos longitudes: 25 y 30' mientras que los diámetros van desde 1/2" hasta 1-1/8" con incrementos de 1/8". Cada pieza se termina con roscas machos en los extremos (pin) y luego se le coloca a uno de ellos un cuello (caja) para ser conectados luego cuando se bajan al pozo.

### C. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN.

La tubería de producción se utiliza para conducir el fluido del pozo hasta la superficie. Por las características de operación este elemento está solicitado por diversos esfuerzos (tracción, presión interna, presión externa) y sujeto a desgastes por rozamiento interior (varillas de bombeo) y exterior contra el casing en las operaciones de pulling, o en bombeo cuando no está anclado.

Consecuentemente, su uso ha obligado a desarrollar diferentes tipos de aceros así como también distintos tipos de uniones que han permitido trabajar a mayores profundidades y presiones. Los tubing se fabrican en distintas calidades según su resistencia, en aceros de grado **J-55**, **C-75**, **N-80**, **P-105**, **P-110** y de acuerdo a los requerimientos de las normas **API 5A**, **5 AC** y **5 AX** (el grado del acero indica el límite de fluencia mínimo en miles de psi). **Tabla 2.3**

**RESISTENCIA Y TORQUE DE LAS VARILLAS**

<b>Diámetro (pulg)</b>	<b>Grado</b>	<b>Peso (lbs/pie)</b>	<b>Límite fluencia (psi)</b>	<b>Presión interna (psi)</b>	<b>Presión externa (psi)</b>	<b>Resist. Junta (lbs)</b>	<b>Torque (lbs*pie )</b>
2 7/8	J-55	6.5	55000	7260	5800	99660	1650
2 7/8	N-80	6.5	80000	10520	10570	144960	2300
3 1/2	J-55	9.3	55000	6980	6560	142460	2280
2 3/8	J-55	4.7	55000	7700	7180	71730	1200

**Tabla 2.2 Resistencia y Torque**

**FUENTE: Manual De Producción (PAN AMERICAN ENERGY Unidad de Gestión Golfo San Jorge)**



## **EQUIPO DE BOMBEO SUPERFICIAL.**

La unidad de bombeo llamada balancín, caballito, pumping jack y últimamente **AIB (Aparato Individual de Bombeo)** convierte el movimiento rotacional del motor (eléctrico o de combustión interna) en movimiento recíproco vertical requerido por la varilla pulida. Las dimensiones del equipo son función de la profundidad del pozo, del volumen de petróleo que se desea producir y de las condiciones del yacimiento.

Las unidades de bombeo han sido divididas por el grupo de palanca al cual pertenecen en:

- Convencionales o Clase I
- Geometría avanzada o Clase III

Los Convencionales (Clase I) tienen el pivote entre la carga del pozo y la generación de torque y “halan” a la barra pulida. Por su parte, los de Geometría avanzada (Clase III) tienen la generación de torque entre el pivote y la carga del pozo y “empujan” a la barra pulida.

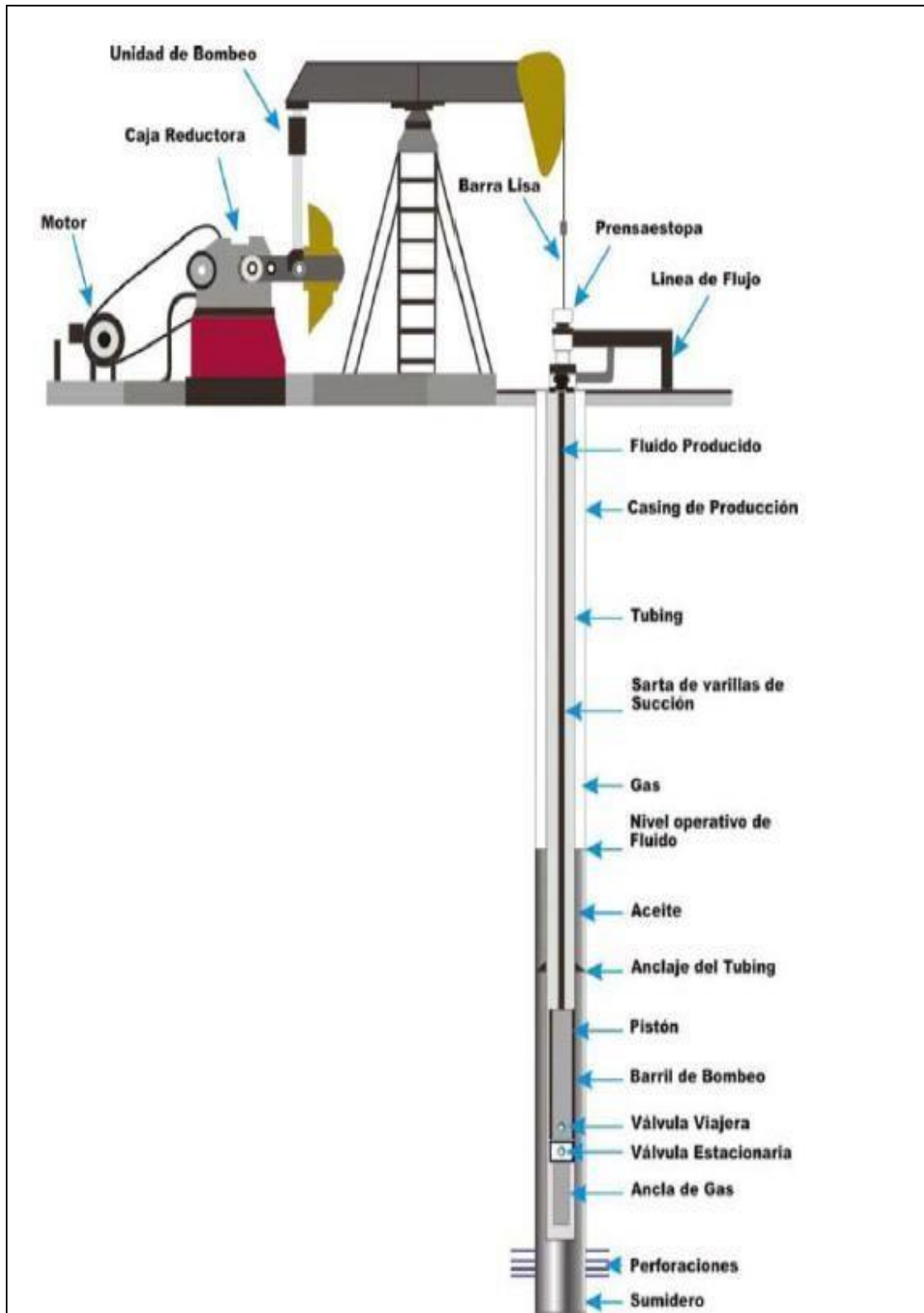
## **MOTOR PRIMARIO.**

Las unidades de bombeo son accionadas por motores eléctricos o motores de combustión interna. Cada tipo tiene características que hacen más apropiables dependiendo de las condiciones del campo y disponibilidad de energía.

La disponibilidad y economía de las fuentes de poder determinan que los motores de combustión interna que en adelante llamaremos solo motores, sean seleccionados para mover unidades de bombeo, básicamente estos motores se dividen en 2 grupos: de baja velocidad y alta velocidad.

Los motores de baja velocidad son aquellos que tienen uno o dos cilindros, los cuáles generalmente tienen una velocidad de + 750 Rev. /min en el cigüeñal. Motores de alta velocidad son multicilíndricos (usualmente de 4 ó 6 cilindros) y las velocidades varían de 752 a no más de 2000 Rev. /min.

Generalmente, los motores de alta velocidad tienen menos torque por unidad de caballaje que los motores de baja velocidad, por ello los motores de alta velocidad experimentarán mayor variación de la velocidad en cargas cíclicas de una unidad de bombeo, los rangos de variación es hasta el 35%, que es un beneficio para el sistema.



**Figura 2.2 Equipo de bombeo superficial**

Fuente: MUÑOZ, Álvaro y TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. UIS. Tesis de grado. 2007

## **VENTAJAS Y DESVENTAJAS**

### **Ventajas**

- Confiabilidad y bajo mantenimiento.
- Alto conocimiento en todas las aplicaciones (Crudos pesados y livianos).
- Facilidad para ajustar la tasa en superficie.
- Permite alcanzar un alto grado de depleción.
- Varias alternativas para la fuente de poder (motor diesel o eléctrico).
- Operación, análisis sencillos y fácil reparación técnica.
- Tolera altas temperaturas.
- Facilidad para el intercambio de unidades entre pozos.
- Aplicable a huecos estrechos y completamiento múltiples.
- Permite el levantamiento de crudos con viscosidades relativamente altas.
- Fácil aplicación de tratamientos contra la corrosión y la formación de escamas.
- Disponibilidad de diferentes tamaños de unidades.

### **Desventajas**

- Los caudales que permite bombear son relativamente bajos.
- Requieren de gran espacio en superficie, siendo poco recomendable en plataformas costa afuera y en locaciones urbanas.
- Presenta mayor desgaste de las varillas en pozos desviados.
- Problemas de fricción en pozos tortuosos.
- Baja tolerancia a la producción de sólidos.
- Limitado por la profundidad.
- Baja eficiencia volumétrica en pozos con alta producción de gas.
- Susceptible a la formación de parafinas.
- El tubing no puede ser recubierto internamente para protegerlo contra la corrosión.
- Poca resistencia al contenido de H<sub>2</sub>S

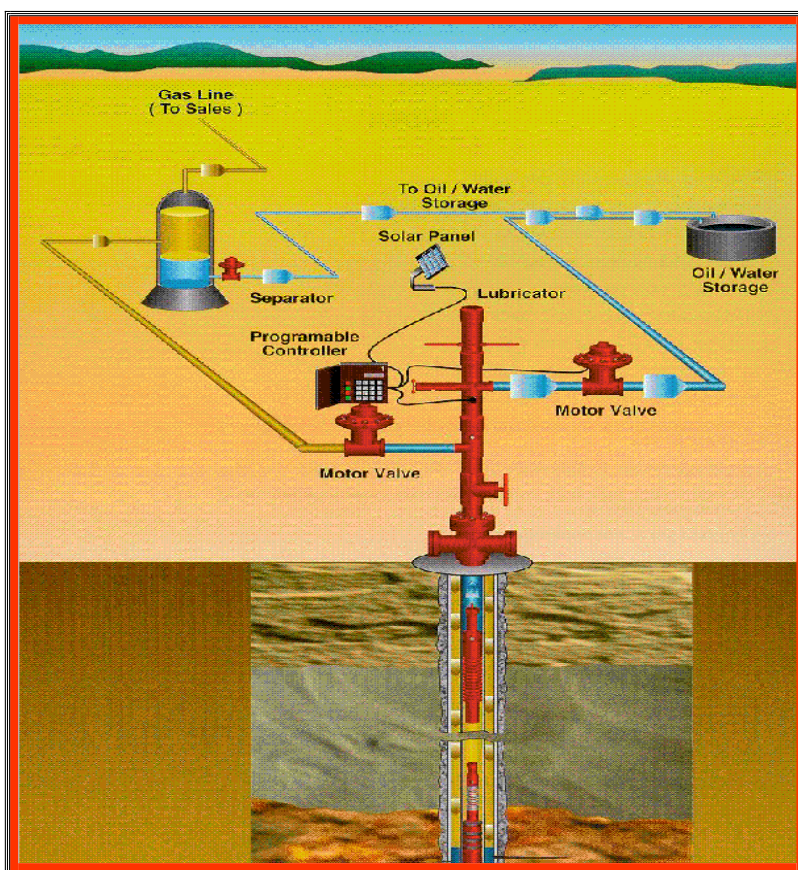
### **2.2.3.2 SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL PLUNGER LIFT**

Durante la vida inicial de un pozo, el gas y los líquidos fluyen libremente a la superficie, pero el flujo estable no permanece todo el tiempo, al disminuir el

flujo los líquidos y gases comienzan a adherirse a las paredes de la tubería de producción y resbalarse acumulándose en el interior del fondo del pozo.

Con el resbalamiento continuo del líquido comienzan a formarse tapones de líquidos, que cuando ascienden a la superficie, hasta un 75% puede caer al fondo del pozo empeorando la situación, cuando más fluido se acumula en el fondo menor es el caudal de producción, los tapones de fluido crecen de tamaño y el volumen de fluido que cae al fondo es aún mayor, por lo que sin intervención alguna, la columna de fluido será tan pesada que no subirá y la producción del pozo se detiene. Cuando esto ocurre, el levantamiento artificial es necesario para eliminar los líquidos y prolongar la vida útil del pozo.

El Sistema de Extracción de Petróleo Plunger Lift, método rentable, bajo costo inicial, poco mantenimiento, y el no requerir una fuente externa de energía en la mayoría de los casos, es la alternativa eficiente para incrementar y optimizar la producción en los pozos de petróleo y gas que tienen características de flujo marginal. Figura 2.3



**Figura 2.3 Esquema Típico De Una Instalación Plunger Lift**

**Elaborado por: Luis Miguel Reyes**



Sus principales aplicaciones están en:

- Eliminación de líquidos en pozos de gas y reduce el retroceso del fluido.
- Pozos con alta relación gas – petróleo.
- Controla los problemas de hidratos y parafinas dentro del pozo.
- Despeja la tubería, manteniendo el pozo en producción.
- Aumentar el Rendimiento de Pozos de Producción Intermitente por Gas.
- Prolonga la vida productiva de pozos marginales.
- Trabaja bien en tubing estándar y de gran diámetro
- Puede ser utilizado en pozos desviados
- Puede ser usado hasta el abandono del pozo
- Bajo costo de adquisición, instalación, y cambio,
- Bajo mantenimiento (Resorte de fondo y Pistón),
- Puede ser automatizado para ajustarse a los cambios de condiciones del pozo
- Los sistemas automatizados ahorran tiempo del operador

El principio del sistema Plunger Lift se sustenta en utilizar básicamente un émbolo o pistón viajero que actúa como acoplamiento mecánico entre el gas de formación y los líquidos producidos, aumentando en gran manera la eficiencia del pozo.

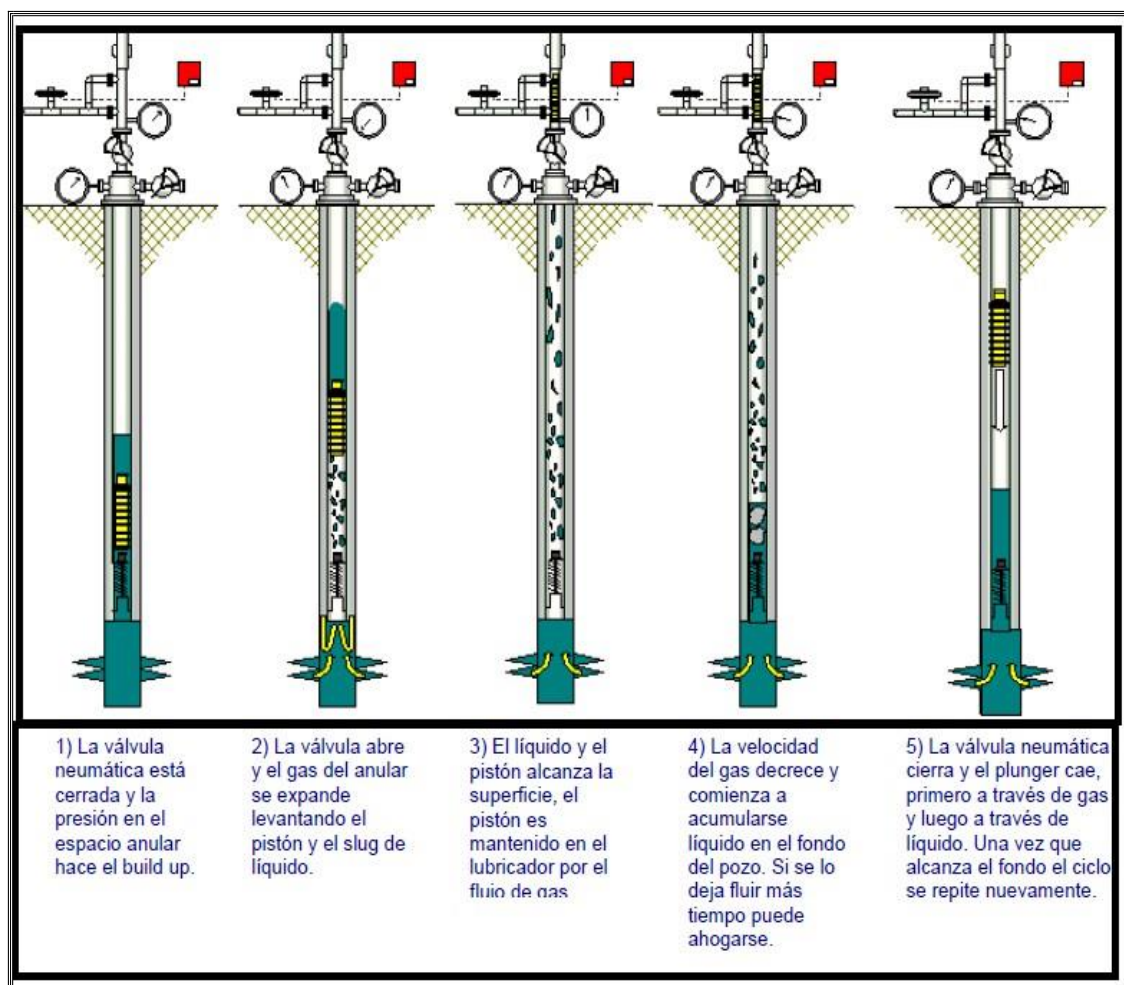
Una instalación típica de Plunger Lift consiste de un mecanismo lubricador y de retención (cácher) en superficie, un amortiguador de resorte en el fondo, el émbolo o pistón viajero, y un controlador electrónico (tiempo y/o presión), y la válvula motora con la capacidad de abrir o cerrar la línea de flujo.

La operación del sistema se inicia cuando el controlador comanda la válvula de diafragma de la línea de flujo, para controlar el desplazamiento del émbolo. Se cierra la línea de flujo del pozo y el émbolo baja hasta el fondo de la tubería de producción a través de la columna de fluido, después de cerrar el pozo se produce la acumulación del gas de formación en el espacio anular de la tubería de revestimiento mediante la separación natural. El espacio anular actúa primeramente como un depósito para el almacenamiento de este gas.

Después de que la presión aumenta hasta cierto valor en la tubería de revestimiento, el controlador abre la válvula motora de línea de flujo, la rápida transferencia del gas de la tubería de revestimiento a la tubería de producción, además del gas de la tubería crea una velocidad instantánea alta que causa una baja de presión a través del

émbolo y el líquido. De inmediato el pistón empieza su carrera de ascenso hasta la superficie con todos los líquidos en la tubería de producción en su parte superior, con mínimo resbalamiento de líquido (sin este acoplamiento mecánico, solo se podría recuperar una porción de los líquidos). Ya en superficie el controlador detecta la llegada del émbolo, y le permite al pozo fluir un tiempo adicional; después de cierto tiempo el controlador cierra la válvula motora y el émbolo vuelve a caer. Este ciclo se repite automáticamente varias veces por día. Figura 2.4

El Plunger Lift es un sistema de extracción el cual, en su versión autónoma, aprovecha la energía propia del yacimiento para producir petróleo y gas. Cuando no se dispone en el pozo productor, de la energía suficiente para llevar los fluidos hasta la superficie, se puede utilizar una fuente de energía exterior, generalmente gas a presión, está última aplicación se conoce como versión asistida del Plunger



**Figura 2.4 Esquema de un ciclo con plunger lift**

**Fuente:** Pan American Energy. 2001 Aplicación de los diferentes tipos de plunger lift.

## **Equipo de superficie**

- **Controlador**

Puede ser de diferentes tipos. La tarea principal es abrir o cerrar la válvula maestra. Esto permite el control de las presiones del pozo y la remoción efectiva del fluido.

- **Válvula Maestra**

Son válvulas de operación neumática que se utilizan para controlar la producción y la inyección (en los pozos asistidos) y son operadas por el controlador. Como accesorios de las válvulas se incluye un conjunto de separación y regulación para que el gas de instrumentos tenga la calidad y presión adecuada.

- **Lubricador**

Es el elemento que amortigua la llegada del pistón a superficie. Consiste básicamente de un resorte, una placa de tope y una tapa removible para la inspección del resorte. Normalmente lleva incorporado un sensor de arribos de pistón y un “catcher” de bola o leva con resorte, que atrapa el pistón para su cambio o por necesidad operativa. Se instala directamente sobre la válvula maestra.

- **Pistón**

Es el dispositivo que viaja libremente desde el fondo del pozo hasta la superficie, el cual forma una interface mecánica entre la fase de gas y la fase de fluido en el pozo. Existen varios tipos de pistón, que operan con el mismo principio básico. Las variaciones van dirigidas a la eficiencia del sello y la fricción. Normalmente cada pistón tiene ciertas ventajas en una situación dada. La función principal del pistón no es formar un sello hidráulico, sino una gran burbuja o bolsa de gas que empuja el colchón de líquido

- **Equipo de subsuelo**

El ensamble de fondo consiste de un accesorio de tope y resorte. Su función es la de proporcionar un amortiguador en el extremo inferior del viaje del pistón. Las combinaciones dependen del tipo de tubería y el sistema mecánico de conexión del pozo. Está conformado por:

- **Resorte de Fondo (Bumper Spring):** Este resorte va sobre el tope o cámara de válvula fija para actuar como amortiguador cuando el pistón llega al fondo. Cuenta con un cuello de pesca para su recuperación con equipo de wireline.
- **Tope de Fondo.:** Es el tope para el resorte, el cual puede ser cualquiera de los tres elementos siguientes:
- **Tope collar (Collar Lock):** Este dispositivo llega al espacio creado por las uniones de la tubería en el collar. Se instala y se recupera con equipo de wireline.
- **Tope de la tubería (Tubing Stop):** Este tope con asiento ajustable permite instalarlo en el fondo del tubing a la profundidad que el operador requiera. Puede ser colocado y retirado del tubing con equipo de wireline.
- **Válvula de pie (standing valve):** Esta es una válvula fija de bomba normal con un cuello de pesca en un extremo para recuperarlo con equipo de wireline. Cuenta con anillo “NO GO” que llega a un niple de asiento de bomba normal.

### **2.2.3.3 PRODUCCIÓN POR PISTONEO (SWAB)**

Es una técnica tipo pistón, que consiste en levantar una columna de fluido (petróleo, agua, o petróleo con agua), a través del interior de la tubería de producción o tubería de revestimiento (casing), desde una profundidad determinada hasta superficie, utilizando un cable de acero enrollado a un tambor o winche de equipo de servicio de Pozos. **Figura 2.5**



**Figura 2.5 Unidad De Swab**

**Elaborado por: Luis Miguel Reyes**

### **¿POR QUÉ SE SUABEA UN POZO?**

Se suabea un pozo para: Evaluar Formaciones de un Pozo Nuevo o de reacondicionamiento, o para producir pozos cuyo aporte de fluidos al pozo en mínimo.

1. Suabear a seco y sacar muestras de los fluidos extraídos para determinar la gravedad API, viscosidades a diferentes temperaturas, gravedad específica del agua de formación, salinidad del agua, etc.
2. Extraer petróleo con fines de producción.
3. Aligerar o aliviar la comuna de fluido para que el pozo empiece a fluir con energía propia del reservorio.
4. Extraer fluidos contaminados con arena de formación, de fracturamiento de pozos con instalaciones de bombeo mecánico.
5. Evaluar pozos de baja energía, que han sido temporalmente abandonados, por:  
Pozos totalmente depletados, Alta producción de agua, Alta producción de gas.

### **Partes de la unidad de Swab y componentes:**

Está formado por todos los componentes y accesorios que se utilizan durante la realización de la operación de pistoneo. Estos componentes y accesorios se pueden clasificar como: de superficie y de subsuelo. **Figura 2.6**

#### **De superficie.**

- Tractor y estructura
- Lubricador hidráulico o economizador.
- Tubo lubricador.
- Árbol de pistoneo.
- Bomba hidráulica manual.
- Guiador de cable.

#### **De subsuelo.**

- Cable.
- Guardacabo.
- Unión giratoria.
- Varillón.

- Zapato.
- Mandril.
- Copa de swab.
- Válvula de retención (check)

## **VENTAJAS Y DESVENTAJAS**

### **VENTAJAS**

#### **TUBING SWAB**

- Cuando el casing presenta obstrucciones: colapso, anillos de carbonato, presencia de parafina suave o dura.
- Operación menos riesgosa, en caso de un posible problema de agarre del conjunto se saca la tubería, se recupera el conjunto y se reinstala la tubería

#### **CASING SWAB**

- Extraer rápidamente el volumen de fluido del pozo, principalmente el petróleo.
- No necesita la instalación de tubing de producción de 2 3/8" o 2 7/8"

### **DESVENTAJAS**

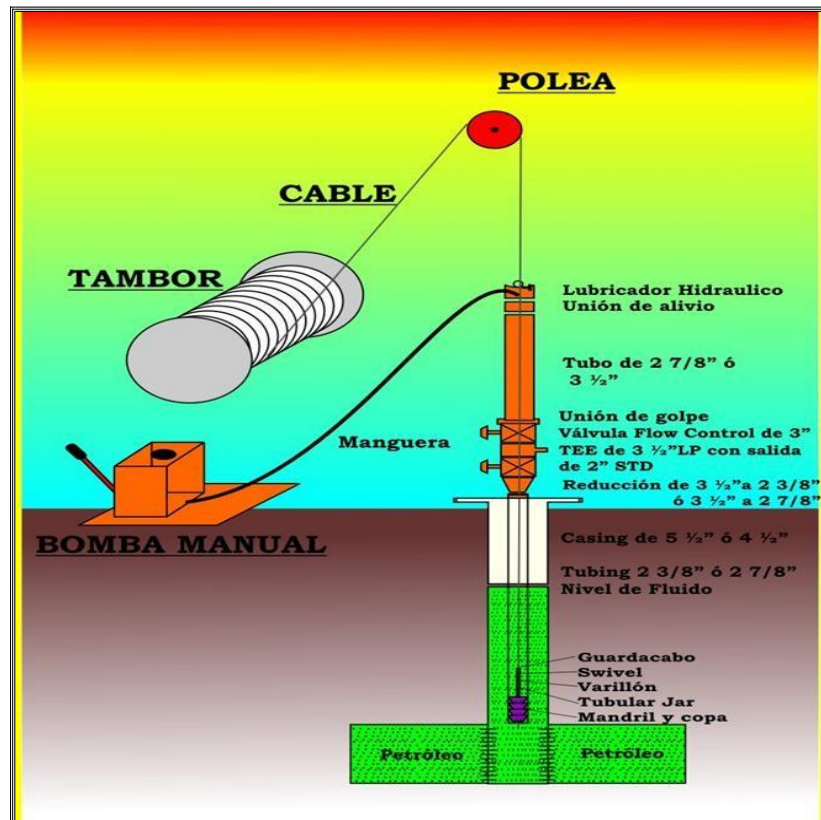
#### **TUBING SWAB**

- Bajar tubería para evaluar el pozo, en consecuencia representa un gasto adicional.
- El tiempo de extracción del fluido es mayor que el casing swab.

#### **CASING SWAB**

- No se puede suabear, si el casing presenta algún tipo de obstrucción o rotura.
- Es una operación riesgosa, si el conjunto tuviera algún problema de agarre, existe el riesgo de comprometer el pozo; recuperar la herramienta trae mucho perjuicio económico para vuestra empresa, por esta razón se debe trabajar con mayor cuidado.





**Figura 2.6 Partes De La Unidad De Swab**

#### **2.2.3.4 MÉTODOS DE LEVANTAMIENTO POR GAS LIFT**

##### **CONCEPTOS**

El Levantamiento Artificial por Gas, es un método mediante el cual se inyecta gas a alta presión en la columna de fluidos para su levantamiento desde el subsuelo hasta la superficie. Además que es uno de los métodos más utilizados a nivel mundial para el levantamiento de la producción en pozos petroleros. Conceptualmente es muy sencillo ya que en su versión de flujo continuo es similar al método de producción por flujo natural con la diferencia que la relación gas-líquido la columna de fluidos es alterada mediante la inyección de gas comprimido.

El gas disminuye el peso de la columna de tal forma que la energía del yacimiento resultará suficiente para levantar la producción hasta la superficie. Es necesario inyectar el gas lo más profundo posible para reducir sustancialmente el peso de la columna e inyectar la tasa de gas adecuada para que la fricción de la corriente multifásica no anule la reducción de peso.

Adicionalmente para optimar la distribución de gas entre los pozos asociados al sistema es necesario utilizar algoritmos que permitan levantar la mayor cantidad de petróleo posible, ya que la presencia de agua atenta contra la rentabilidad del método puesto que esta es normalmente más pesada que el petróleo y no posee gas en solución para asistir al levantamiento de los fluidos.

### **Tipos de Levantamiento Artificial por Gas (LAG)**

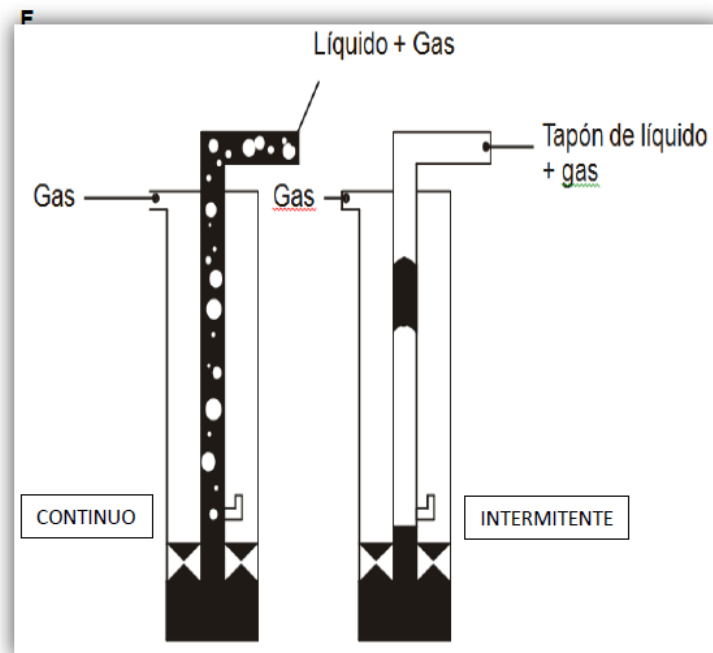
Existen dos tipos básicos de levantamiento artificial por gas:

**LAG Continuo:** En este método un volumen continuo de gas a alta presión es inyectado dentro de la tubería de producción para aligerar la columna de fluidos hasta obtener una diferencial de presión suficiente a través de la cara de la formación y de este modo permitir fluir al pozo a un gasto deseado. Esto se logra mediante una válvula de flujo, la cual permite un posible punto de inyección profundo de presión disponible y una válvula para regular el gas inyectado desde la superficie.

**LAG Intermitente:** En este método consiste en inyectar un volumen de gas, a alta presión por el espacio anular hacia la T.P. en forma cíclica, es decir, periódicamente inyectar un determinado volumen de gas por medio de un regulador, un interruptor o ambos. De igual manera, en este sistema se emplea una válvula insertada en la T.P. a través de la cual, el gas de inyección pasará del espacio anular a la T.P. para levantar los fluidos a la superficie y un controlador superficial cíclico de tiempo en la superficie. Después de que la válvula cierra, la formación continua aportando fluido al pozo, hasta alcanzar un determinado volumen de aceite con el que se inicie otro ciclo; dicho ciclo es regulado para que coincida con el gasto de llenado del fluido de formación al pozo. Este sistema se recomienda para pozos con las características siguientes:

- a) Alto índice de productividad (  $> 0.5 \text{ bl/d!a/lb/pg}^2$ ) y bajas presiones de fondo (columna hidrostática  $\leq 30\%$  profundidad del pozo)
- b) Bajo índice de productividad (  $< 0.5 \text{ bl/d!a/lb/pg}^2$ ) con bajas presiones de fondo.

En la siguiente figura los dos tipos básicos de LAG:



Fuente: CURSO TALLER: " Gas Lift Básico",  
Dictado por: RICARDO MAGGIOLO PETROLEUM ENGINEER

**Figura 2.7 Sistemas de Gas Lift**

#### **Rangos de Aplicación.-**

El levantamiento artificial por gas se aplica preferentemente en pozos que producen crudo liviano - mediano. En la siguiente tabla se muestran los rangos de aplicación en el método de levantamiento artificial por gas continuo e intermitente.

- CONTINUO o INTERMITENTE

Rangos de aplicación continuo e intermitente.-

LAG Continuo	LAG Intermitente
Se utiliza en pozos con alta a mediana energía (presiones estáticas mayores a 150 lpc/1000 pies) y de alta a mediana productividad (preferentemente índices de productividad mayores a 0,5 bpd/lpc) capaces de aportar altas tasas de producción (mayores de 200 bpd). La profundidad de inyección dependerá de la presión de gas disponible a nivel de pozo.	Se aplica en pozos de mediana a baja energía (presiones estáticas menores a 150 lpc/1000 pies) y de mediana a baja productividad (índices de productividad menores a 0,3 bpd/lpc) que no son capaces de aportar altas tasas de producción (menores de 100 bpd).

- **Deslizamiento y fricción.-**

La tabla que se muestra a continuación fue presentada por K. Brown para establecer las tasas máximas y mínimas que bajo condiciones de flujo continuo vertical pueden ser transportadas eficientemente en diferentes tamaños tuberías de producción, los cálculos fueron realizados considerando una RGL de 2000 pcn/bn.

<b>Diámetro nominal</b>	<b>q<sub>max</sub>, bpd</b>	<b>q<sub>min</sub>,bpd</b>
2	2,500	200-250
2	3,000	350-500
3	4,000	500-750

Para tasas mayores a la máxima se perderá mucha energía por fricción y menores a la mínima se desestabilizará el flujo continuo por deslizamiento de la fase líquida.

¿LAG Continuo ó Intermitente?

En pozos de baja tasa de producción es difícil mantener condiciones de flujo continuo en la tubería ya que la baja velocidad de ascenso de la fase líquida favorece la aparición del fenómeno de deslizamiento. Este fenómeno desestabilizaría el comportamiento del pozo y para minimizarlo ó eliminarlo se requiere aumentar sustancialmente la tasa de inyección de gas, por ejemplo, inyectar entre 500 a 800 Mpcnd para levantar solamente de 50 a 100 bpd.

Una manera de reducir el consumo de gas de levantamiento es detener la inyección de gas para darle chance al yacimiento de aportar un tapón de líquido por encima de la válvula operadora y luego inyectar rápidamente solo el gas requerido para desplazar el tapón hasta la superficie, la frecuencia de los ciclos de inyección dependerá del tiempo requerido para que la formación aporte un nuevo tapón de líquido a la tubería de producción.

Este tipo de LAG reduciría sustancialmente el consumo diario de gas de levantamiento, por lo general, se reduce a la mitad o a las dos terceras partes de lo que se consumiría diariamente en un levantamiento continuo ineficiente. Obviamente si el aporte de gas de la formación es alto, probablemente sea mejor producir en forma continua ya que el gas de levantamiento requerido será bajo.

En los pozos donde ambos tipos de LAG produzcan aproximadamente la misma tasa con similar consumo de gas se recomienda el uso del LAG- Continuo ya que requiere de menor supervisión, control y seguimiento.

### **Levantamiento artificial por gas continuo.-**

En este tipo de levantamiento artificial se inyecta una tasa diaria de gas en forma continua lo más profundo posible en la columna de fluido a través de una válvula en el subsuelo, con el propósito de disminuir la presión fluyente en el fondo del pozo aumentando el diferencial de presión a través del área de drenaje para que la formación productora aumente la tasa de producción que entrega al pozo.

### **Mecanismos de levantamiento.-**

En el levantamiento artificial por gas continuo los mecanismos de levantamiento involucrados son:

- Reducción de la densidad del fluido y del peso de la columna lo que aumenta el diferencial de presión aplicado al área de drenaje del yacimiento.
- Expansión del gas inyectado la cual empuja a la fase líquida.
- Desplazamiento de tapones de líquido por grandes burbujas de gas

### **Eficiencia del LAG continuo.-**

La eficiencia de levantamiento a nivel de pozo se mide por el consumo de gas requerido para producir cada barril normal de petróleo, la eficiencia aumenta en la medida que se inyecta por el punto más profundo posible la tasa de gas adecuada, de acuerdo al comportamiento de producción del pozo.

### **Máxima profundidad de inyección.-**

La válvula operadora se debe colocar a la máxima profundidad operacionalmente posible, la cual está a dos ó tres tubos por encima de la empacadura superior. Cuando se dispone de suficiente presión en el sistema para vencer el peso de la columna estática de líquido que se encuentra inicialmente sobre la válvula operadora se coloca una válvula a la mencionada profundidad, sin necesidad de utilizar válvulas que descarguen previamente el líquido utilizado para controlar al pozo. En caso contrario se deben utilizar varias válvulas por encima de la operadora conocidas con el nombre de válvulas de descarga, ya que ellas descargarán por etapas el líquido que se encuentra por encima de la válvula operadora. Un espaciado correcto de estas válvulas y adecuada selección de las mismas permitirán descubrir la válvula operadora para inyectar así el gas por el punto más profundo posible.

### **Caudal de inyección para pozos con IPR conocida.-**

Cuando se conoce el comportamiento de afluencia de la formación productora se debe utilizar un simulador de análisis nodal que permita cuantificar el impacto de la tasa de inyección de gas sobre la tasa de producción del pozo. La representación gráfica de la tasa de producción en función de la tasa de inyección de gas recibe el nombre de Curva de Rendimiento del pozo de LAG continuo.

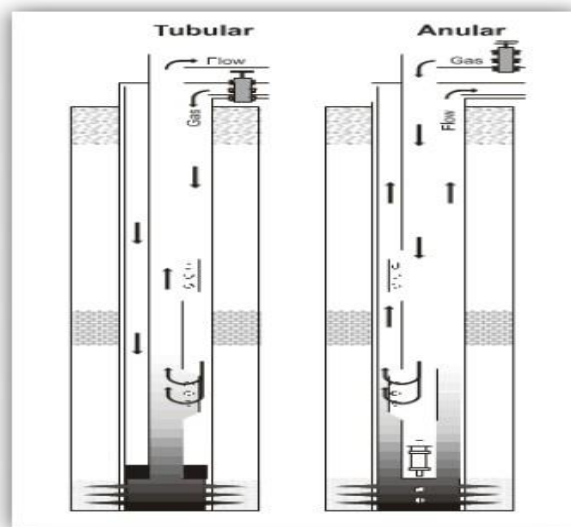
### **Control de la inyección.-**

Para el LAG continuo la tasa de inyección diaria de gas se controla con una válvula ajustable en la superficie, la presión aguas arriba será la presión del sistema ó múltiple, mientras que la presión aguas abajo dependerá del tipo de válvulas utilizadas como operadora en el pozo y de la tasa de inyección de gas suministrada

### **Subtipos de LAG continuo.-**

Existen dos subtipos de LAG continuo: tubular y anular:

- LAG continuo tubular: en este tipo de LAG continuo se inyecta gas por el espacio anular existente entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento, y se levanta conjuntamente con los fluidos aportados por el yacimiento a través de la tubería de producción.
- LAG continuo anular: en este tipo de LAG continuo se inyecta gas por la tubería de producción y se levanta conjuntamente con los fluidos aportados por el yacimiento a través del espacio anular antes mencionado.



**Figura 2.8 Gas Lift Continuo**



- Uso de tuberías enrolladas (“Coiled tubing”).-

Existe una variante de este tipo de LAG continuo donde se inyecta el gas por una tubería enrollable introducida en la tubería de producción y se produce por el espacio anular existente entre la tubería de producción y el “Coiled tubing”. Esta variante se utiliza cuando se desea reducir el área expuesta a flujo y producir en forma continua sin deslizamiento, o cuando por una razón operacional no se pueden usar las válvulas de levantamiento instaladas en la tubería de producción.

### **Levantamiento artificial por gas intermitente.-**

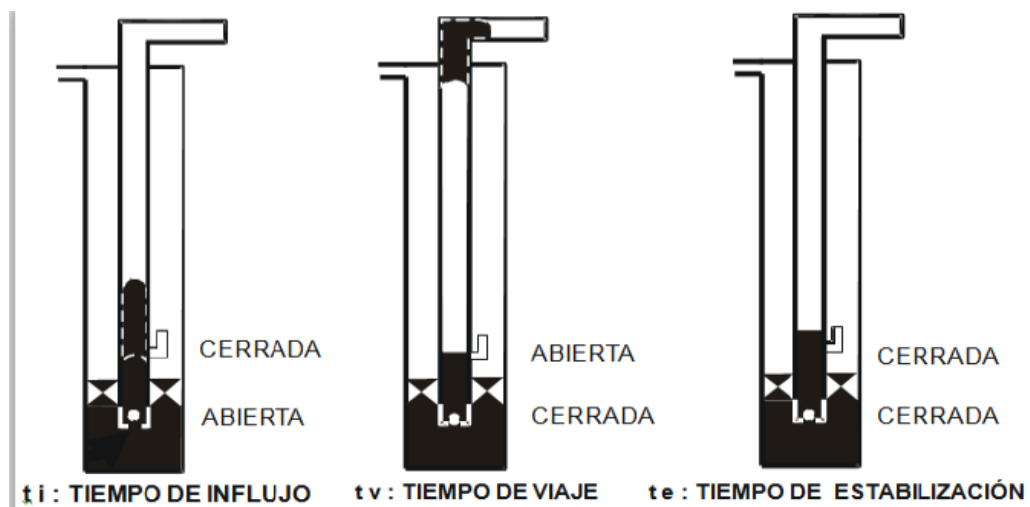
El Levantamiento artificial por gas intermitente consiste en inyectar cíclica e instantáneamente un alto volumen de gas comprimido en la tubería de producción con el propósito de desplazar, hasta la superficie, el tapón de líquido que aporta el yacimiento por encima del punto de inyección. Una vez levantado dicho tapón cesa la inyección para permitir la reducción de la presión en el fondo del pozo y con ello el aporte de un nuevo tapón de líquido para luego repetirse el ciclo de inyección.

Mecanismos de levantamiento.-

En el levantamiento artificial por gas intermitente los mecanismos de levantamiento involucrados son:

- Desplazamiento ascendente de tapones de líquido por la inyección de grandes caudales instantáneos de gas por debajo del tapón de líquido.
- Expansión del gas inyectado la cual empuja al tapón de líquido en el levantamiento artificial por gas intermitente.

La siguiente figura ilustra el ciclo de levantamiento con gas en flujo intermitente:



**Figura 2.9 Gas Lift Intermitente**

### **Ciclo de levantamiento intermitente.-**

a) Influjo.- Es el lapso de tiempo transcurrido entre dos arribos consecutivos del tapón de líquido a la superficie. Inicialmente la válvula operadora está cerrada, la válvula de retención en el fondo del pozo se encuentra abierta permitiendo al yacimiento aportar fluido hacia la tubería de producción. El tiempo requerido para que se restaure en la tubería de producción el tamaño de tapón adecuado depende fuertemente del índice de productividad del pozo, de la energía de la formación productora y del diámetro de la tubería.

b) Levantamiento.- Una vez restaurado el tapón de líquido, la presión del gas en el anular debe alcanzar a nivel de la válvula operadora, el valor de la presión de apertura (Pod) iniciándose el ciclo de inyección de gas en la tubería de producción para desplazar al tapón de líquido en contra de la gravedad, parte del líquido se queda rezagado en las paredes de la tubería (“liquid fallback”) y cuando el tapón llega a la superficie, la alta velocidad del mismo provoca un aumento brusco de la Pwh.

c) Estabilización.- Al cerrar la válvula operadora por la disminución de presión en el anular el gas remanente en la tubería se descomprime progresivamente permitiendo la entrada de los fluidos del yacimiento hacia el pozo nuevamente.

### **Eficiencia del LAG intermitente.-**

La eficiencia de levantamiento intermitente al igual que en el continuo se mide por el consumo de gas requerido para producir cada barril normal de petróleo, la eficiencia aumenta en la medida que se elige una frecuencia de ciclos que maximice la producción diaria de petróleo y se utilice la cantidad de gas por ciclo necesaria para un levantamiento eficiente del tapón de líquido.

### **Máxima profundidad de inyección.-**

La válvula operadora se debe colocar a la máxima profundidad operacionalmente posible la cual está a dos ó tres tubos por encima de la empacadura superior. Por lo general en este tipo de LAG no se requieren válvulas de descarga ya que la energía del yacimiento es baja y el nivel estático se encuentra cerca del fondo del pozo.

### **Tasa de inyección de gas adecuada.-**

El volumen de gas de levantamiento que se suministra a la tubería de producción durante el período de inyección es aproximadamente el requerido para llenar dicha

tubería con el gas comprimido proveniente del anular. El consumo diario será el volumen anterior multiplicado por el número de tapones que serán levantados al día.

Las restricciones en la superficie juegan un papel muy importante en el volumen de gas requerido por ciclo.

Control de la inyección.-

Para el LAG intermitente la tasa de inyección diaria de gas se controla con una válvula ajustable en la superficie conjuntamente con una válvula especial (piloto) en el subsuelo o con un controlador de ciclos de inyección en la superficie

## **CAPÍTULO III**

### **3 APLICACIÓN DEL MÉTODO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR GAS LIFT INTERMITENTE**

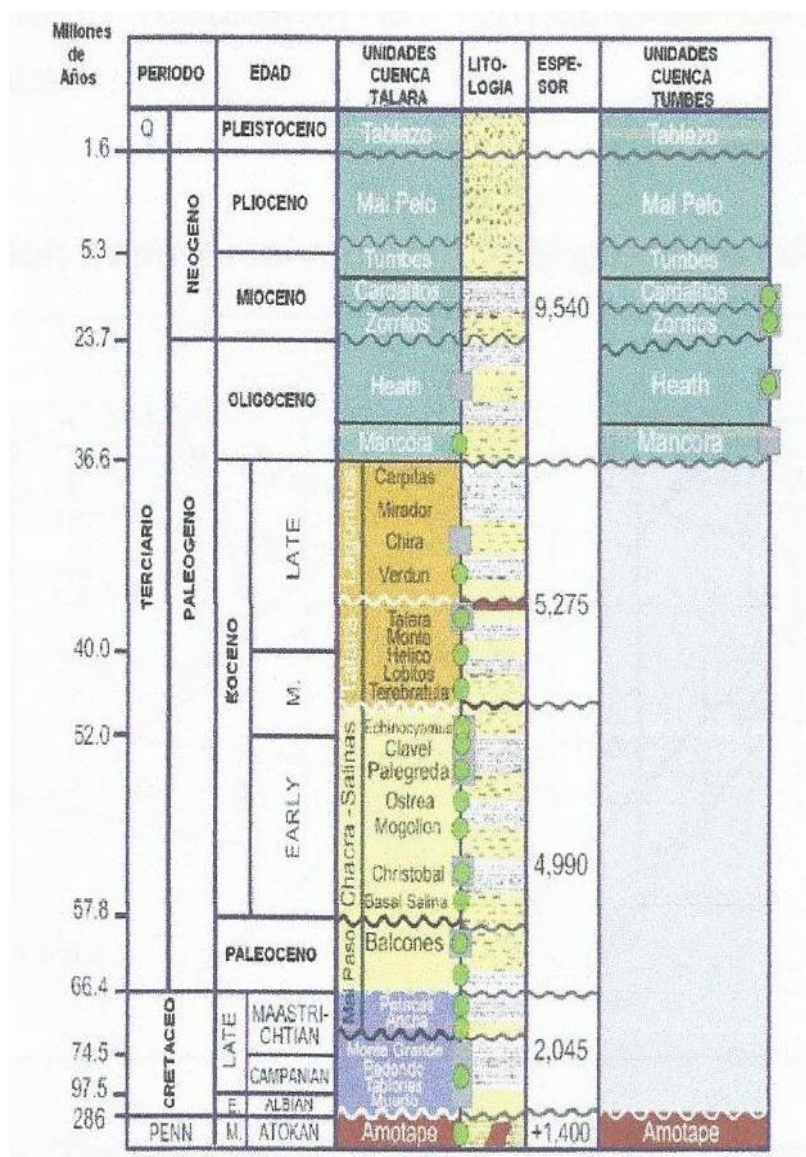
#### **3.1 CARACTERÍSTICAS DE LOS YACIMIENTOS DEL NOR-OESTE**

La cuenca Talara está ubicada en la parte nor oeste del Perú a 1250 Km de la ciudad de Lima. Su extensión es de 15,000 Km<sup>2</sup>. De los cuales un tercio se encuentra costa adentro (Onshore).

Está definida como una cuenca de ante arco, limitada por el norte con el levantamiento estructural de Zorritos, por el este con el levantamiento de la cadena montañosa de Los Amotapes, por el oeste con la zona de subducción y la placa sudamericana.

Por su posición geográfica es una cuenca que se caracteriza por tener una complejidad estratigráfica-estructural que hace que los reservorios sean fuertemente compartimentalizados. Tiene un relleno de 24,000 ft, de rocas sedimentarias que van desde el Paleozoico hasta el Plioceno, caracterizándose por ser una cuenca multireservorio, encontrándose los reservorios en el Periodo Eoceno: Basal Salina, San Cristóbal, Mogollón, Ostrea, Echino, Arenas Talara. Estos reservorios pueden encontrarse duplicados y triplicados por el efecto de las numerosas fallas inversas existentes, principalmente en la zona de la costa.

La cuenca talara es una cuenca que cubre aproximadamente 67 millones de acres a lo largo de la costa Oeste de Sur América, donde el ancho de la costera peruana es de cerca de 130 Km. Grossling (1976) menciona que las áreas potencialmente prospectivas para petróleo y gas son de 1,000,000 Km<sup>2</sup> en la zona Onshore y cerca de 24,000 Km<sup>2</sup> en la zona Offshore, lo cual incluye el sistema Petrolífero Cretáceo – Terciario y la cuenca Cretáceo – Paleógeno.



**Figura 3.1 Estratigrafía de la cuenca Talara**

Adaptado de : Debra Higley. The Talara Basin Province of Northwestern Perú: Cretaceous Tertiary Total Petroleum System, US. Geological Survey Bulletin 2206-A, 2004

### 3.1.1 HISTORIA DEPOSICIONAL Y ESTRUCTURAL

En la cuenca Talara los movimientos tectónicos originados durante el Paleozoico (Higley, 2004) establecieron el marco geológico que influyo en los posteriores patrones estructurales y deposicionales (Zúñiga-Rivero et al1998b). La posición, forma y tamaño de las cuencas Offshore incluyendo la cuenca Talara, son controlados por la actividad tectónica inicial del cretáceo e involucra estratos del

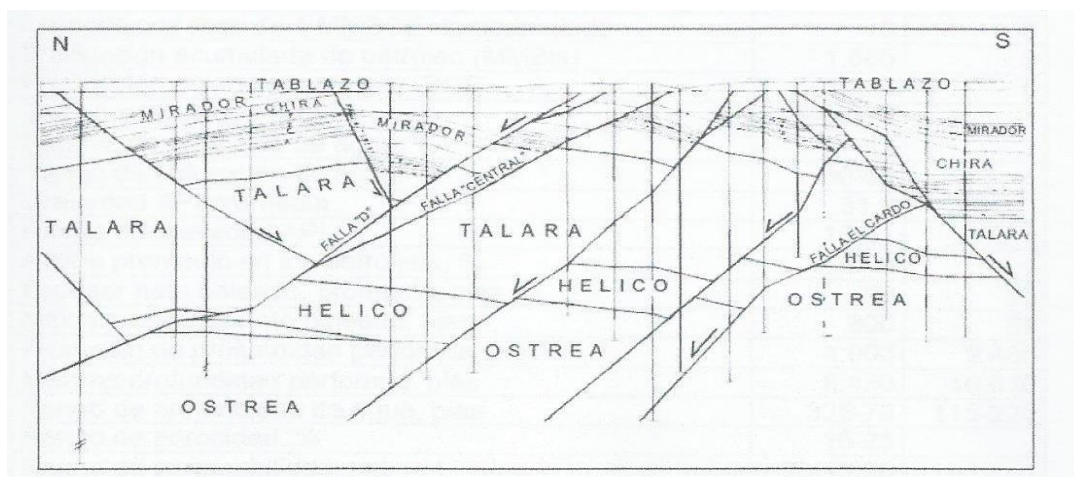
Paleozoico y Mesozoico; que afectó a la región y la dividió en una serie de áreas de sedimentación limitadas.

La cuenca Talara se originó por actividad tectónica en el Paleógeno. La cuenca estratigráfica de la cuenca Talara, es principalmente el Eoceno, que tiene un espesor de más de 8,500 m. Que sobreyace a más de 1,500 m, del Paleoceno y un espesor aproximadamente 2,045 m. Del Cretáceo (Zúñiga-Rivero et al.-1998).

Basado en el examen de datos de sísmica, Pozos, aerogravimetria y gravedad, la creación de la cuenca Talara en la edad Paleoceno y Eoceno, resulto de Dos eventos (1) Subducción de la Placa Nazca bajo la Cordillera de Sudamérica y de (2) eventos deposicionales relacionados a tectónica transtensional y extensional (Raez Lurquin, 1999).

El fallamiento normal es un importante aspecto del estilo estructural de la Cuenca Talara, así como las fallas de bajo ángulo y de grandes fallas verticales transcurrentes (Zúñiga-Rivero et al 1998). Bianchi (2002) mapeo fallas en el área Offshore (Campo Litoral), donde se observa que las fallas tienen una orientación Norte Sur. Los datos de sísmica y de subsuelo indican que el fallamiento es más intenso en la parte Este (Onshore) y disminuye en dirección al mar (Zúñiga-Rivero et al. 1998<sup>a</sup>).

El gráfico siguiente muestra el complejo fallamiento en una sección transversal norte-sur. El movimiento de las fallas durante la época de deposición y erosión resultaron en formaciones de espesor variable a través de la cuenca



**Figura 3.2** sección transversal mostrando el grado de fallamiento

Adaptado de : Debra Higley. The Talara Basin Province of Northwestern Perú: Cretaceous Tertiary Total Petroleum System, US. Geological Survey Bulletin 2206-A, 2004



### 3.1.2 POTENCIAL DE RESERVAS

La Cuenca Talara ha producido más de 1,680 millones de barriles y 1.95 TCF de gas (Petroconsultants, 1996); habiendo los pozos Offshore acumulado más de 285 MMBO. La producción actual de los campos Offshore es de aproximadamente 14,000 barriles de petróleo por día y la parte Onshore de 20,000 barriles de petróleo por día.

De acuerdo a la división considerada por Petroconsultants (Petroconsultants, 1996), en la cuenca se tiene 42 campos de petróleo y gas y se estima un recuperable de estos campos del orden de 2,900 millones de barriles de petróleo equivalente (BOE).

Petroconsultants (Petroconsultants, 1996), ha efectuado una recopilación de los datos de la Cuenca Talara y ha efectuado un proceso estadístico logrando la data tabulada en la Tabla N° 1, la cual se muestra a continuación.

**Tabla 3.1**  
**Estadística de los campos de petróleo y gas cuenca Talara**

	Campos Petróleo	Campos Gas
Numero de campos de petróleo	26	
Numero de campos de petróleo y gas y campos de gas	13	3
Campos con más de 1MMBOE de acumulado	9	0
Producción acumulada de petróleo (MMBls)	1,685	0
Producción acumulada de gas, BCF	1,950	0
GOR promedio (CF/BL)	69-4,574	
Saturación promedio de agua, %	42	
Rango de saturación de agua, %	30-55	
Gravedad API promedio	31.8	
Rango de gravedad API	16-41	
Azufre promedio en los petróleos, %	0.06	
Espesor neto baleado, promedio, pies	98	56
Máximo espesor neto baleado, pies	800	66
Promedio de profundidad perforada, pies	4,900	9,460
Máxima profundidad perforada, pies	8,430	10,840
Rango de profundidad de agua, pies	325-70	115-220
Rango de porosidad, %	15-25	
Rango de permeabilidad, md	20-1,000	

**Fuente: Petroconsultants, 1996**

Zúñiga–Rivero (Zúñiga–Rivero et al., 1998<sup>a</sup>, 1998b) anotaron producciones acumuladas de 1, 600 millones de barriles de crudo liviano y estimaron 3.5 TCF de gas asociado, principalmente en la parte norte y central del Onshore; este estimado incluye pozos del offshore poco profundo (encima de 370-ft de profundidad de agua) que tienen una producción acumulada de cerca de 280 MMBIs de crudo liviano y 7000 BCF de gas. Zúñiga-Rivero estima que la recuperación final de reservas y recursos son mayores a 2,000 millones de barriles de petróleo y 25 TCF para el offshore de la Cuenca Talara.

Gonzáles y Alarcón (2002) estimaron el volumen de hidrocarburos generados, migrados, atrapados y recuperables para la Cuenca Talara. Las rocas fuentes utilizadas en su análisis fueron lutitas y calizas de la formación Redondo Cretáceo. Las características de la formación Redondo en el área de generación de hidrocarburos que consideraron para su modelo fueron: un espesor de 473m, densidad específica del grano de 2.525g/cm<sup>3</sup>, 1.4% de carbón orgánico total (TOC), reflectancia a la vitrinita (Ro) de 1.11%, un índice de hidrógeno de 91, y 1,625 ppm de hidrocarburos extractados. Gonzáles y Alarcón (2002) publicaron que existe un volumen remanente de hidrocarburos de 1,554 MMBIs de petróleo y 4.09 TCF en el offshore (70%) y 666 MMBIs de petróleo y 1.75 TCF de gas en el onshore (30%).

La USGS de los Estados Unidos, estimaron un promedio de petróleo, gas y líquidos del gas natural recuperables como recursos de campos no descubiertos (no desarrollo) para la Cuenca Talara, lo cual resultó en 1,711 MMBIs de petróleo, 4.79 TCF de gas, y 254 MMBIs de Líquidos del Gas Natural. El tamaño mínimo de los campos usados en el análisis fue de 1 MMBIs, ó 6 BCF. Los resultados de la evaluación de la USGS se muestran a continuación en la tabla siguiente, sobre la base de estimaciones estadísticas y probabilísticas para niveles de 95% de probabilidad (F95), 50% de probabilidad y 5% de probabilidad, e incluye una estimación de los líquidos del gas natural.

**Tabla 3.2****Resultados devaluación. Estimado de reservas cuenca Talara-por USGS.**

	Recurso No Descubierto			
	F95	F50	F5	Media
<b>PETROLEO (MMBIs)</b>				
Campos de Petróleo	484	1,625	3,214	1,711
<b>GAS (BCF)</b>				
Campos de Petróleo	719	2,517	5,504	2, 739
Campos de Gas	523	1, 887	4,133	2,057
<b>SUB-TOTAL</b>	<b>1,243</b>	<b>4,404</b>	<b>9,637</b>	<b>4,795</b>
<b>LIQUIDOS DEL GN (MMBIs)</b>				
Campos de Petróleo	40	147	347	154
Campos de Gas	21	81	192	90
<b>SUB-TOTAL</b>	<b>61</b>	<b>228</b>	<b>539</b>	<b>254</b>

### **3.1.3 CARACTERISTICAS GEOLOGICAS**

Grosso, Marchal y Daudt (2005) mencionan que el basamento, productivo del área, está compuesto por una serie de rocas Paleozoicas metamorfizadas en diferentes grados. Sobre este basamento se pueden desarrollar tanto unidades Terciarias como unidades Cretácicas. No se tiene identificado depósitos Triásicos o Jurásicos. El espesor total de la columna sedimentaria es de unos 12,500 pies.

La sedimentación terciaria está representada por un relleno predominante continental (fluvial) a transicional (deltas/marino somero) que culmina con una abrupta subsidencia ocurrida en el Eoceno medio (Gráfico 3.3 ). Este evento regional, de carácter tectónico, causa el establecimiento de condiciones de aguas profundas donde sistemas turbidíticos de alta frecuencia representan los más prospectivos plays para hidrocarburos

ERA	PERIODO	EPOCA	FORMACION
CENOZOICO	CUATERNARIO		Tablazo
	TERCIARIO	OLIGOCENO	<u>Máncora</u>
		EOCENO	Carpitas
			Mirador
			Chira
			Verdín
			Pozo
			Areniscas Talara
			<u>Lutitas Talara</u>
			<u>Echino Siamus</u>
			Clavel
			<u>Ostrea</u>
			Mogollón
			San Cristóbal
			Basal Salinas
			La Draga
		PALEOCENO	Balcones
		Mesa	
MEZOSOICO	CRETACICO		
PALEOZOICO			Amotape

**Figura 3.3 Columna Estratigráfica generalizada de la cuenca Talara**

#### 3.1.4 CARACTERISTICAS ESTRUCTURALES

La alta complejidad estructural del Noroeste está relacionada al tipo de ambiente tectónico de la Cuenca Talara, una cuenca tipo forearc con diferentes y variados procesos y etapas evolutivas. Con esto, el resultado que se observa hoy es un área intensamente compartimentalizada por fallamientos de diferentes magnitudes e historia genética. Estas configuraciones de carácter estructural son las que primero definen los bloques prospectivos para hidrocarburos.

Los reservorios, presentan complejos arreglos depositacionales y estratigráficos, debido a la región existente entre los procesos sedimentarios y los biogenéticos. El resultado final son reservorios con características permo-porosas regulares a pobres, con variada distribución de estas propiedades internamente dentro de los bloques.

La cuenca de Talara muestra una compleja historia tectónica asociada a la cercanía con la zona de subducción ubicada en un antearco entre las placas de Nazca y Sudamericana durante el Terciario.

Grosso, Marchal y Daudt (2005) informan que en la costa del Lote X, entre Peña Negra y Órganos Norte, las principales fallas profundas son directas y de rumbo

NE-SO buzando al NO. Al Sur de Peña Negra, frente al bajo de Siches y Carrizo, las fallas directas se orientan ENE-OSO. Estas fallas directas mayores afectan el Paleozoico hasta el Eoceno.

Para los niveles superiores también se observan fallamientos similares con el mismo esquema de rumbos. Estas fallas han compartimentalizado los reservorios, separándolos en bloques productivos limitados por fallas mayores con orientación NE-SO y ENE-SO. Estas fallas mayores controlaron la potente sedimentación clástica desarrollada (espesores que superan los 12,500 pies). Entre los altos más destacados se pueden citar el alto de Central, Taimán, Peña Negra, Chimenea, Lobitos, La Brea, Negritos y Portachuelo; todos con prospectividad para petróleo. Los principales bajos son las artesas de Siches, La Cruz, Talara y Lagunitos, los cuales no tienen desarrollo petrolero hasta la fecha.

La alta complejidad estructural del área está caracterizada por la alternancia entre las fases distensivas y compresivas, generando redes de fallas de diferentes tipos y complejas relaciones. Esto es similar en las formaciones suprayacentes.

El sistema de cabalgamiento (fallas inversas con bajo buzamiento) se ha observado dentro de la columna sedimentaria solamente desde el Eoceno inferior en la Fm. Mogollón hasta el Eoceno Superior en la Fm. Chira (Seranne 1987<sup>a</sup>, 1987<sup>b</sup>, Delgado & Ardiles 1991, Marchal 2003).

Posiblemente exista un sistema transcurrente ubicado paralelo a la sierra de los Amotapes y a la costa del Océano Pacífico relacionado con la mega fractura Dolores-Guayaquil, ubicada al Norte del Lote X (Monges 1991).

### **3.1.5 CARACTERISTICAS DE LOS RESERVORIOS**

Ortega et al., manifiesta que los principales reservorios desarrollados en el área son rocas silico-clásticas de edad eocénica de mecanismo gas en solución, baja porosidad, muy baja permeabilidad (0.1 a 15 milidarcys) y de muy alta complejidad estructural y estratigráfica. La recuperación primaria representa aproximadamente 15% del OOIP.

La mayoría de los reservorios presenta una alta depletación y muestran el 30% de la presión original. De los pozos perforados son activos la mitad con una producción promedio de 6 bopd.

Debido a su antigüedad y escasa información obtenida en su momento (Perfiles de porosidad y cores) aproximadamente el 75% de los pozos no cuentan con dicha

información para objetivos profundos y 60% para objetivos intermedios o someros, específicamente perfiles de porosidad, razón por la cual ha sido difícil obtener parámetros de reservorios que inciden directamente para el cálculo de reservas y caracterización de reservorios.

Hinostroza et al., resume las características de los reservorios del Noroeste, del siguiente modo:

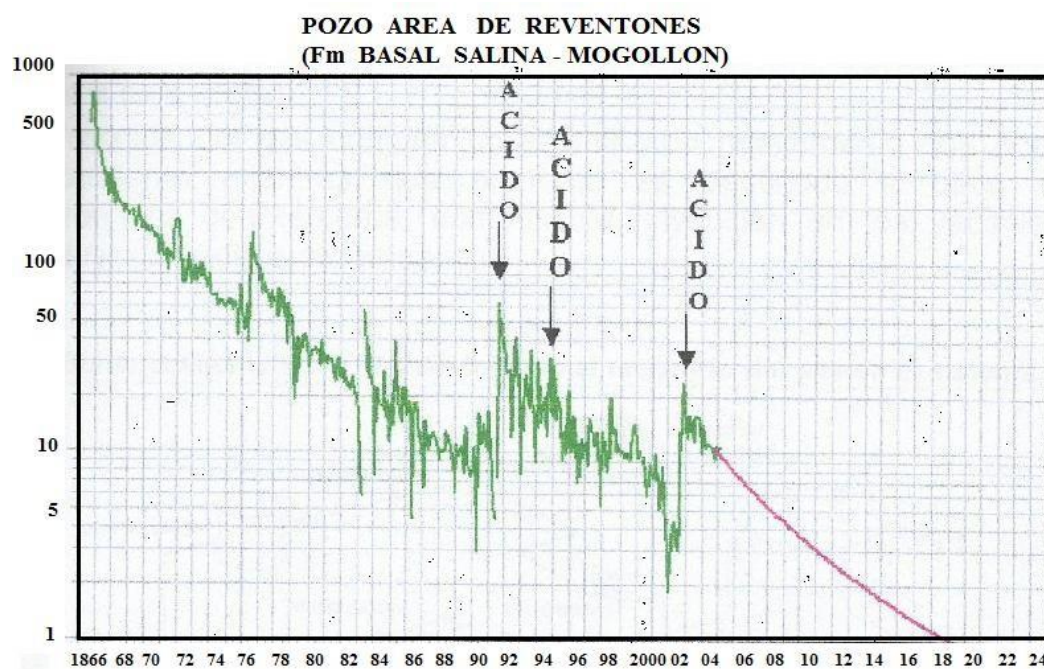
- Las profundidades de los reservorios productivos están comprendidas entre 500 ft (Verdum) a 8000 ft (Amotape) en promedio.
- Presentan alta complejidad estructural y estratigráfica.
- El sistema de impulsión predominante en los reservorios es el de gas en solución
- Presenta bajos valores de porosidad y permeabilidad variando en el rango de 5 a 14% y 0.1 a 15 md respectivamente en sus distintos reservorios
- Son fracturados hidráulicamente para ser puestos económicamente en producción.
- Producen de múltiples reservorios a la vez.
- La gravedad del petróleo varía entre 25 y 42 °API, siendo el promedio de 33 °API.
- La salinidad del agua varía entre 4 000 a 60 000 ppm.
- Existen pozos activos, Inactivos, abandonados temporalmente (ATA) y abandonados permanentemente (APA y DPA).
- Los pozos fueron perforados a partir del año 1910, algunos con equipo de percusión y completados con liners de diferentes diámetros.
- El método de extracción en la mayoría de los casos se realiza con equipo de bombeo mecánico, gas lift, plunger lift y swab.
- Los pozos ubicados en la zona de inyección de agua presentan severos problemas de formación de carbonatos, corrosión, colapso, pescado etc. de difícil recuperación.
- Se cuenta con muy poca información de perfiles, núcleos, presiones, ensayos PVT, etc.
- La baja productividad de pozos hace que los proyectos sean económicamente marginales



- Hay pozos que producen con altos GOR, después de su primera etapa de producción.

SUMARIO PETROFISICO PROMEDIO DE LA CUENCA TALARA					
FORMACION	Prof. (pies)	Espesor (pies)	Porosidad $\phi$ (%)	Saturación de agua $S_w$ (%)	Permeabilidad K (md)
Verdum	950	150	14	45	10
Areniscas Talara	1200	70	12	50	0.25
Lut. Talara	1500	60	8	60	0.15
Echino	2100	80	14	50	0.6
Ostrea	4000	250	12	55	0.2
Mogollón	6000	220	6	47	0.15
San Cristóbal	8500	130	12	55	0.15
Basal Salina	7200	110	9	45	0.4
Amotape	7000	150	8	55	1

**Tabla 3.3 Características Petrofísicas Promedio de los reservorios de La Cuenca Talara.** Fuente: Estimulación Ácida En Reservorios Naturalmente Fracturados. Formación Amotape-Lote X-Perú. VI INGEPET 2008(Expl-3-Cc-221)



**Fuente:** Jesus Ortega, D. P., E.T, Reactivación y recompletación de pozos: una estrategia para el rejuvenecimiento de campos maduros Lote X-Perú, Petrobras Energia, V INGEPET 2005.

**Figura 3.4 Pozo área Reventones, historial de Producción**

### 3.2 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL ACTUALES

Un sistema de levantamiento artificial (SLA), es un mecanismo externo a la formación productora encargado de levantar crudo desde la formación a una determinada tasa, cuando la energía del pozo es insuficiente para producirlo por sí mismo o cuando la tasa es inferior a la deseada.

Los sistemas de levantamiento artificial son el primer elemento al cual se recurre cuando se desea incrementar la producción en un campo, ya sea para reactivar pozos que no fluyen o para aumentar la tasa de flujo en pozos activos. Estos operan de diferentes formas sobre los fluidos del pozo, ya sea modificando alguna de sus propiedades o aportando un empuje adicional a los mismos.

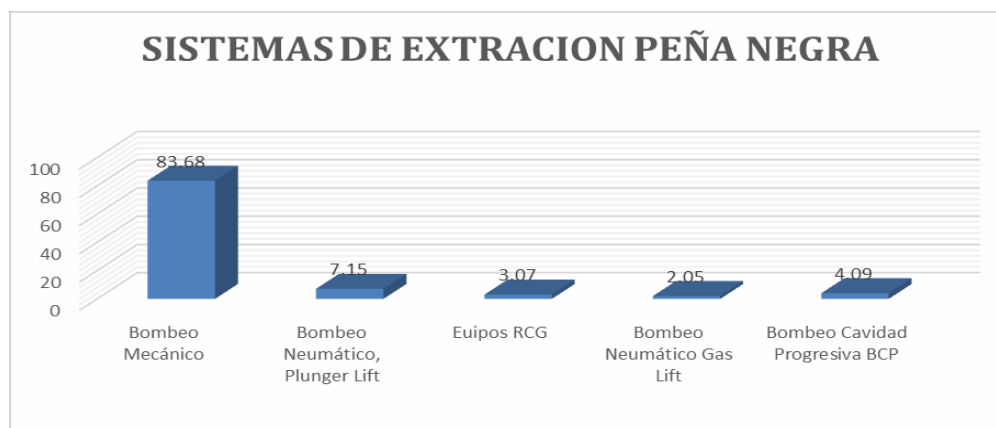
#### CLASIFICACIÓN

De forma general, los métodos de levantamiento artificial pueden ser clasificados en las siguientes dos categorías

- Métodos que modifican propiedades físicas de los fluidos del pozo (Por ejemplo reducción de densidad).
- Métodos que aplican la acción de una bomba para suministrar energía externa al sistema.

Cada sistema de levantamiento tiene un principio de funcionamiento diferente, y por lo tanto una serie de características y rangos de operación propios, los cuales, deben ser debidamente identificados como una base previa para la correcta selección del sistema de levantamiento más adecuado para determinado proyecto.

Los sistemas de levantamiento actuales en el yacimiento Peña Negra, lote X se muestran en la Figura 3.5



**Figura 3.5 Mecanismos De Producción Actuales Lote X**

### 3.3 GENERALIDADES SISTEMA GAS LIFT APLICADO EN EL NOR-OESTE

El sistema de LAG está formado por un sistema de compresión, una red de distribución de gas a alta presión, equipos de medición y control del gas comprimido, los pozos conjuntamente con sus mandriles, válvula de descarga y válvula operadora, y la red de recolección del gas a baja presión.

El gas a alta presión proviene del sistema de compresión de donde se envía a los pozos a través de una red de distribución, luego el gas de levantamiento conjuntamente con los fluidos producidos a través de los pozos, es recolectado por las estaciones de flujo donde el gas separado es enviado al sistema de compresión a través de un sistema de recolección de gas a baja presión.

Una fracción del gas comprimido es utilizado nuevamente con fines de levantamiento mientras que el resto es destinado a otros usos: compromisos con terceros, combustible, inyección en los yacimientos, transferencia a otros sistemas, etc.

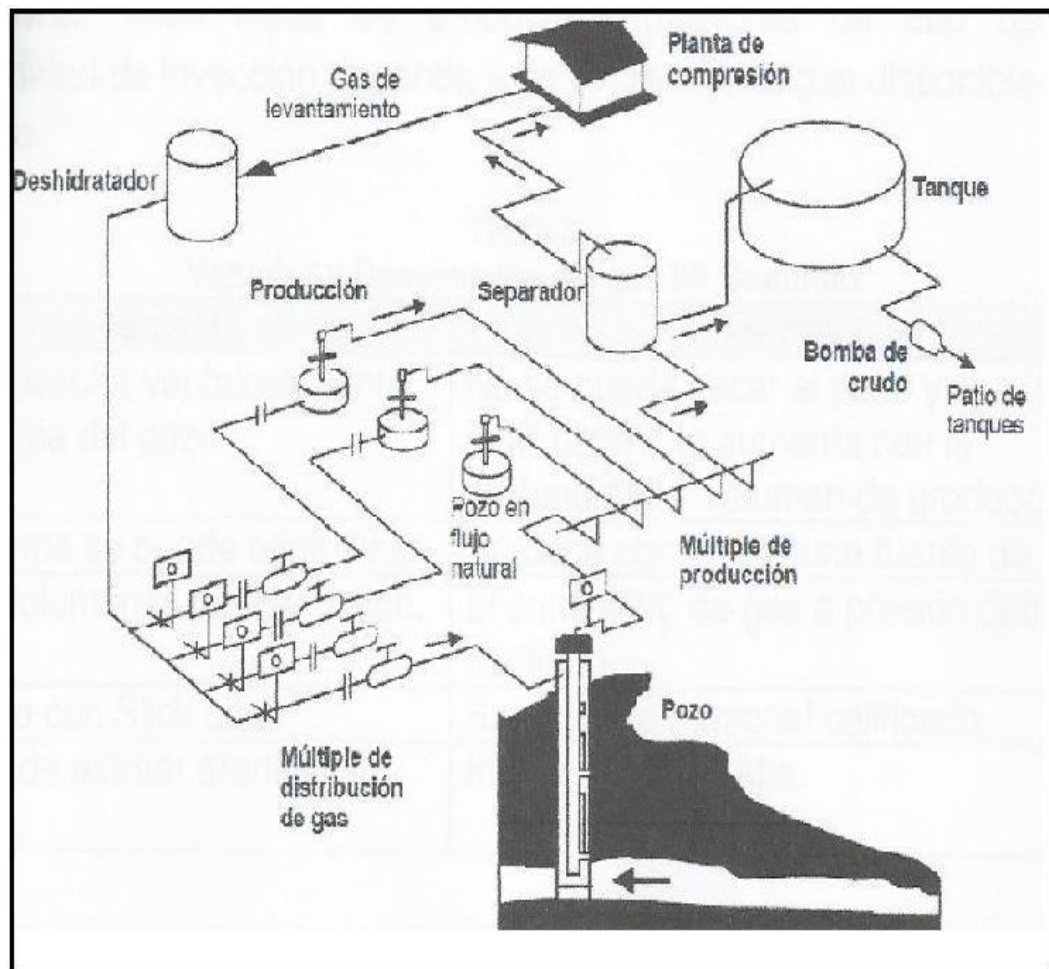


Figura 3.6 Esquema de un sistema de Gas Lift

El sistema Gas Lift o bombeo neumático consiste en inyectar volúmenes de gas a alta presión a través de una válvula de Gas Lift instalada en dispositivos denominados Mandrels, hacia la tubería de producción, con el objetivo de alivianar la columna y desplazar los fluidos desde el fondo del pozo hacia la superficie para su producción.

El levantamiento artificial por gas se aplica preferentemente en pozos que producen crudo liviano – mediano

### 3.3.1 GAS LIFT CONTINUO.

Es similar a un pozo surgente, consiste en inyectar el gas ininterrumpidamente a presión, con el fin de aligerar la columna de petróleo desde el punto de inyección de gas hasta la cabeza del pozo, permitiendo que de esta manera fluya el petróleo a la superficie.

Se utiliza en pozos de alta a mediana energía (presiones estáticas mayores a 150 lpc/1000 pies) y de alta a mediana productividad (preferentemente índices de productividad mayores a 0,5 bpd/lpc) capaces de aportar altas tasas de producción (mayores de 200 bpd). La profundidad de inyección dependerá de la presión de gas disponible a nivel de pozo.

**Tabla 3.4 Ventajas y Desventajas del Gas Lift continuo.**

<b>Ventajas</b>	<b>Desventajas</b>
Se aprovecha ventajosamente la energía del pozo.	No se puede secar el pozo y el mínimo BHP obtenible aumenta con la profundidad y volumen de producción.
El sistema se puede centralizar.	Se debe contar con una fuente de Gas.
Altos volúmenes de extracción.	El suministro de gas a presión debe ser continuo.
Servicio con Slick Line.	Se requiere personal calificado.
Se puede extraer arena y sólidos.	Inversión inicial alta.

### 3.3.2 GAS LIFT INTERMITENTE.

En este sistema la inyección de gas a alta presión es lograda a través de una válvula de Gas Lift instalada en la parte más baja del Tubing denominada válvula operativa. En la superficie la inyección de gas en el espacio anular se realiza en ciclos de inyección controlado por un dispositivo eléctrico, el cual controla la apertura y cierre de la válvula motora para la inyección de gas. En este sistema se instala un Standing Valve en el fondo de la sarta de Tubing para evitar la propagación de la presión de gas sobre la formación y evitar el regreso de fluidos a la formación, a este tipo de instalación se le denomina Cerrada.

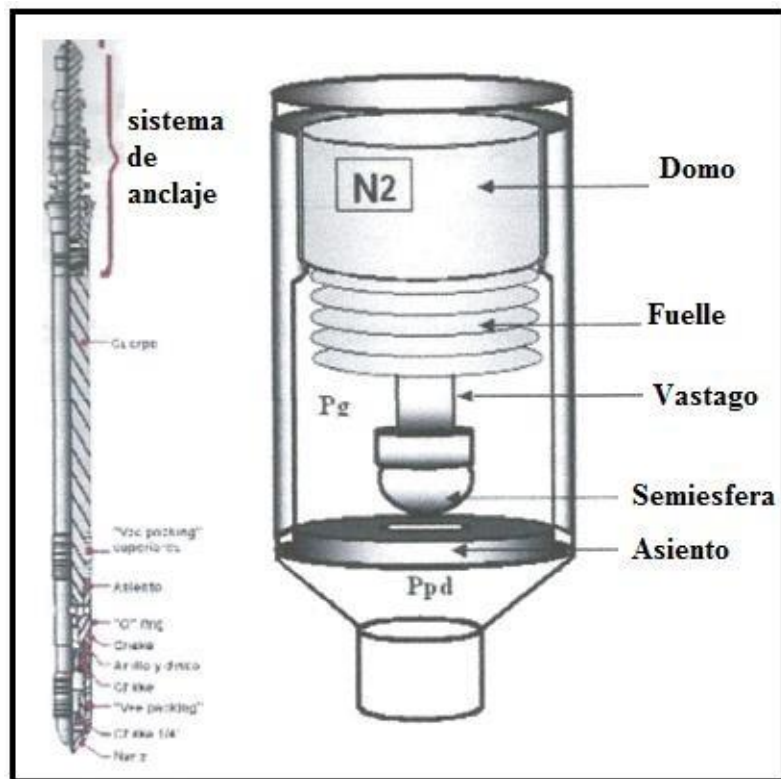
**Tabla 3.5**  
**Ventajas y Desventajas del Gas Lift Intermitente .**

<b>Ventajas</b>	<b>Desventajas</b>
El sistema se puede centralizar	No se puede secar el pozo
Las válvulas pueden ser cambiadas con Slick Line.	Se debe contar con una fuente de Gas.
Se puede extraer bajos volúmenes.	El suministro de gas a presión debe ser continuo.
Amplio margen de producción.	Limitaciones para producciones altas.
Los Qg son menores que otros sistemas.	Se requiere personal calificado.
Se adapta a pozos desviados o torcidos.	Inversión inicial alta y favorece la formación de parafina.

Se aplica en pozos de mediana a baja energía (presiones estáticas menores a 150 lpc/1000 pies) y de mediana a baja productividad (índice de productividad menores a 0,3 bpd/lpc) que no son capaces de aportar altas tasas de producción (menores de 100 bpd).

### 3.3.3 MECANICA DE VALVULAS GAS LIFT, IPO.

La válvula de Levantamiento Artificial por Gas es básicamente un regulador de presión



**Figura 3.7 Válvula de Gas lift operada por gas de inyección**

En la válvula el elemento de cierre es un fuelle cargado con gas a presión (aunque algunas utilizan un resorte al igual que el regulador); las fuerzas de apertura provienen de la acción de la presión del gas (corriente arriba) y de la presión del fluido o presión de producción (corriente abajo) sobre el área del fuelle y el área del asiento respectivamente o viceversa dependiendo del tipo de válvula

### 3.4 Fuerzas que actúan sobre las Válvulas Gas Lift en Operación

Para una válvula operadora por presión de gas en posición cerrada, se puede establecer el siguiente balance de fuerzas en un instante antes de que abra:

- Fuerza de Cierre = Fuerzas de Apertura

Considerando:

Fuerza de cierre =  $P_b \cdot A_b$

Fuerzas de apertura =  $P_g (A_b - A_p) + P_{pd} - A_p$



Dónde:

Pb = Presión del N2 en el fuelle o sencillamente presión de fuelle, en PSI.

Pg = Presión de gas, en PSI.

Ppd = Presión del fluido o presión de producción en PSI.

Ab = Área efectiva del fuelle, en pulg<sup>2</sup>. (0.31 pulg<sup>2</sup> para válvulas de 1")

Ap = Área de la puerta (port) o asiento, en pulg<sup>2</sup>

Sustituyendo se obtiene:

- $$P_b A_b = P_g (A_b - A_p) + P_{pd} A_p$$

En vista de que los valores de Ap y Ab son pequeños se ha simplificado la expresión anterior dividiéndola entre Ab, por lo que la expresión, puede escribirse:

- $$P_b = P_g (1 - R) + P_{pd} R$$

Dónde:  $R = A_p/A_b$  se denomina relación de áreas entra la puerta o asiento y el fuelle, su valor debe ser suministrado por el fabricante de las válvulas. La presión de gas requerida para abrir la válvula (Pod) bajo condiciones de operación se obtiene resolviendo la ecuación anterior para Pg.

Es decir:

- $$P_{od} = P_g = (P_b - P_{pd} R) / (1 - R)$$

Cuando la válvula está en posición abierta, asumiendo que la presión por debajo del vástago es la presión Pg se puede establecer el siguiente balance un instante antes de que cierre:

- $$P_b A_b = P_g (A_b - A_p) + P_g A_p$$

El valor de Pg para que la válvula cierre (Pvcd) se obtenga resolviendo la ecuación para Pg, es decir:

- $$P_{vcd} = P_g = P_b$$

Luego que la válvula cierre es necesario que la presión del gas disminuya hasta La presión del nitrógeno en el fuelle. Para el caso de válvulas operadoras por fluido se puede realizar un balance similar obteniéndose las siguientes ecuaciones:

- $$P_{od} = P_p = (P_b - P_g R) / (1 - R)$$

Pod = Presión de apertura

Pvcd = Presión de cierre

Pvcd = Pp = Pb

En la mayoría de los casos se recomienda utilizar válvulas operadoras por presión de gas ya que ayudan a mantener estable la presión de inyección en el pozo y además, conociendo dicha presión en la superficie es relativamente fácil diagnosticar cuál de las válvulas está operando

### **Calibración en el taller:**

En la fase de diseño se fija la presión de gas ( $P_g$ ) con la que debe abrir la válvula de acuerdo a la presión de inyección disponible, de tal manera que con la presión del fluido en la tubería ( $P_{pd}$ ) se puede calcular la presión del fuelle ( $P_b$ ) aplicando la ecuación:

- $P_b = P_g (1 - R) + P_{pd} R$

Para lograr obtener la presión de Nitrógeno ( $P_b$ ) a la temperatura de operación de la válvula ( $T_v$ ) es necesario cargar el fuelle en el taller, donde por lo general se realiza a una temperatura de 60 grados F, de allí que se requiere corregir por temperatura la presión  $P_b$ , la corrección se obtiene aplicando la ley de los gases reales.

### **Variación de la presión del N2 vs temperatura**

Para obtener  $P$  vs  $T$  en un volumen confinado de gas  $N_2$  es necesario aplicar la ley de los gases reales:

- $P.V = n.R.Z.T$

Es decir...  $P_1/Z_1.T_1 = P_2/Z_2.T_2 = n.R/V = \text{constante}$

Luego  $P_2 = P_1 .[(Z_2.T_2)/(Z_1.T_1)]$

ó también  $P_2 = P_1 . C_t$

El valor de  $C_t$  ha sido publicado tanto en fórmulas como en tablas:

- $C_t = 1 / \{ 1 + 0.00215 (T_v - 60) \}$

La  $T_v$  se obtiene con

- $T_v (^{\circ}F) = T_{\text{fondo}} - G_t (D - D_v)$

De esta manera

- $P_b @ 60 F = P_b C_t$

$G_t$ : es el gradiente de temperatura en el pozo, si el yacimiento no se encuentra aportando fluido ( $P_{\text{fondo}} \geq P_{ws}$ ) se debe usar el gradiente geotérmico ( $G_{\text{geot}} \square$

0.015 °F/pie), pero si se encuentra aportando un determinado caudal se debe utilizar el gradiente dinámico de temperatura (Gtd) para luego calcular una temperatura promedio entre la dinámica y la geotérmica. Esta corrección no se realiza cuando el elemento de cierre es un resorte.

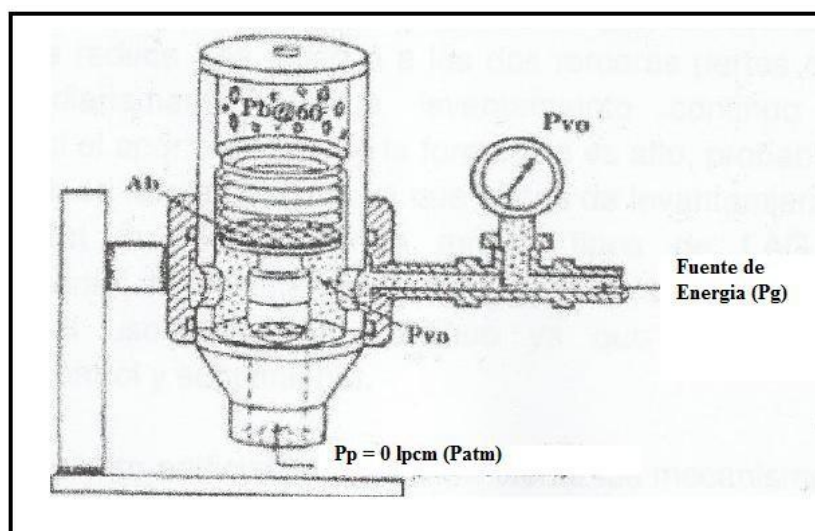
La presión de apertura en el taller se obtiene con el mismo balance de fuerzas realizado en el pozo, con la diferencia que  $P_p$  es cero.

Luego la ecuación quedara:

- $P_{vo}(\text{taller}) = P_b @ 60 F / (1 - R).$

Sustituyendo la ecuación en esta última expresión se obtiene finalmente la llamada Presión de Calibración (apertura) en el Taller, PTRO (Pressure Test Rack Opening), el API la denomina  $P_{vo}$ :

- $P_{vo} = PTRO = P_b \cdot C_t / (1 - R).$



**Figura 3.8 Calibración de válvulas de Gas Lift en laboratorio de calibración**

### 3.4.1 GAS LIFT INTERMITENTE

El levantamiento artificial por gas intermitente consiste en inyectar cíclica e instantáneamente un alto volumen de gas comprimido en la tubería de producción con el propósito de desplazar, hasta la superficie, el tapón de líquido que aporta el yacimiento por encima del punto de inyección. Una vez levantado dicho tapón cesa la inyección para permitir la reducción de la presión en el fondo del pozo y con ello el aporte de un nuevo tapón de líquido para luego repetirse el ciclo de inyección.

En pozos de baja tasa de producción es difícil mantener condiciones de flujo continuo en la tubería ya que la baja velocidad de acenso de la fase líquida favorece

la aparición del fenómeno de deslizamiento. Este fenómeno desestabilizaría el comportamiento del pozo y para minimizarlo o eliminarlo se requiere aumentar sustancialmente la tasa de inyección de gas, por ejemplo, inyectar entre 500 a 800 Mpcnd para levantar solamente de 50 a 100 bpd. Una manera de reducir el consumo de gas de levantamiento es detener la inyección de gas para darle chance al yacimiento de aportar un tapón de líquido por encima de la válvula operadora y luego inyectar rápidamente solo el gas requerido para desplazar el tapón hasta la superficie, la frecuencia de los ciclos de inyección dependerá del tiempo requerido para que la formación aporte un nuevo tapón de líquido a la tubería de producción. Este tipo de LAG reduciría sustancialmente el consumo diario de gas de levantamiento, por lo general, se reduce a la mitad o a las dos terceras partes de lo que se consumiría diariamente en un levantamiento continuo ineficiente. Obviamente si el aporte de gas de la formación es alto, probablemente sea mejor producir en forma continua ya que el gas de levantamiento requerido será bajo. En los pozos donde ambos tipos de LAG produzcan aproximadamente la misma tasa con similar consumo de gas se recomienda el uso del LAG continuo ya que se requiere de menor supervisión, control y seguimiento.

En el levantamiento artificial por gas intermitente los mecanismos de levantamiento involucrados son:

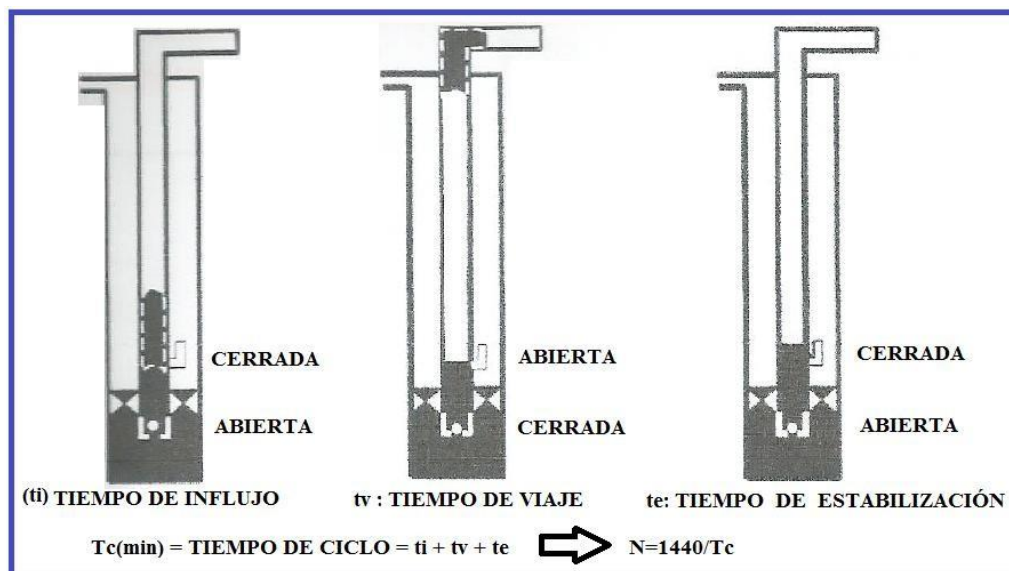
- Desplazamiento ascendente de tapones de líquido por la inyección de grandes caudales instantáneos de gas por debajo del tapón de líquido.
- Expansión del gas inyectado la cual empuja el tapón de líquido hacia el cabezal del pozo y de allí a la batería.

#### **CICLO DE LEVANTAMIENTO INTERMITENTE.**

Es el lapso de tiempo transcurrido entre dos arribos consecutivos del tapón de líquido a la superficie

- INFLUJO, inicialmente la válvula operadora está cerrada, la válvula de retención en el fondo del pozo se encuentra abierta permitiendo al yacimiento aportar fluido hacia la tubería de producción. El tiempo requerido para que se restaure en la tubería de producción el tamaño de tapón adecuado depende fuertemente del índice de productividad del pozo, de la energía de la formación productora y del diámetro de la tubería.

- **LEVANTAMIENTO**, Una vez restaurado el tapón de líquido, la presión del gas en el anular debe alcanzar a nivel de la válvula operadora, el valor de la presión de apertura (Pod) iniciándose el ciclo de inyección de gas en la tubería de producción para desplazar al tapón de líquido en contra de la gravedad, parte del líquido queda rezagado en las paredes de la tubería (“liquid fallback”) y cuando el tapón llega a la superficie, la alta velocidad del mismo provoca un aumento brusco de la Pwh.
- **ESTABILIZACION**, Al cerrar la válvula operadora por la disminución de presión en el anular el gas remanente en la tubería se descomprime progresivamente permitiendo la entrada de los fluidos del yacimiento hacia el pozo nuevamente.



**Figura 3.9 Ciclo de levantamiento Gas Lift Intermitente aplicado.**

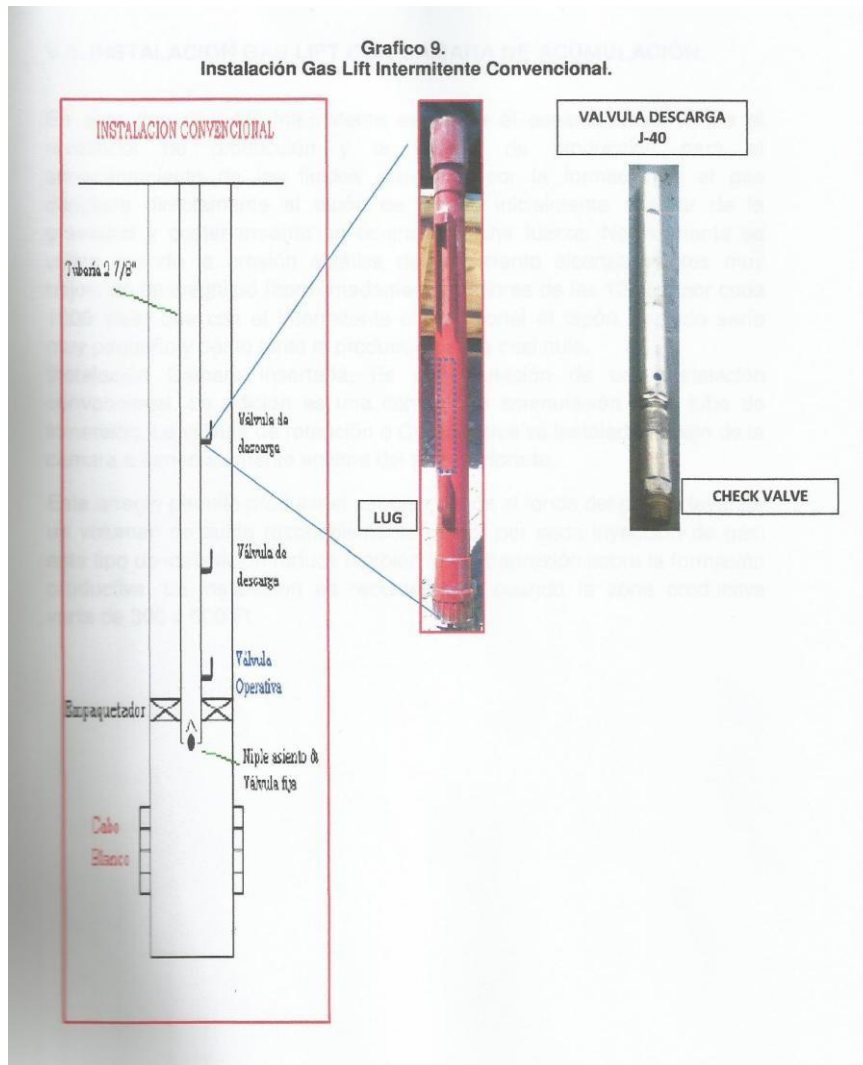
### 3.4.2 TIPOS DE INSTALACIONES GAS LIFT

Existen diferentes tipos de instalaciones Gas Lift Intermitente, cada uno aplica para las condiciones particulares que presentan los pozos.

#### 3.4.2.1 INSTALACION GAS LIFT CONVENCIONAL

En este tipo de LAG intermitente se utiliza el espacio interno de la tubería de producción para el almacenamiento de los fluidos aportados por la formación y el gas desplaza directamente al tapón de líquido en contra de la gravedad. Normalmente se utiliza cuando la presión estática del yacimiento y/o el índice de

productividad alcanza valores bajos (aproximadamente Pws menores de las 150 lpc por cada 1000 pies e índices menores de 0.3 bpd/lpc).

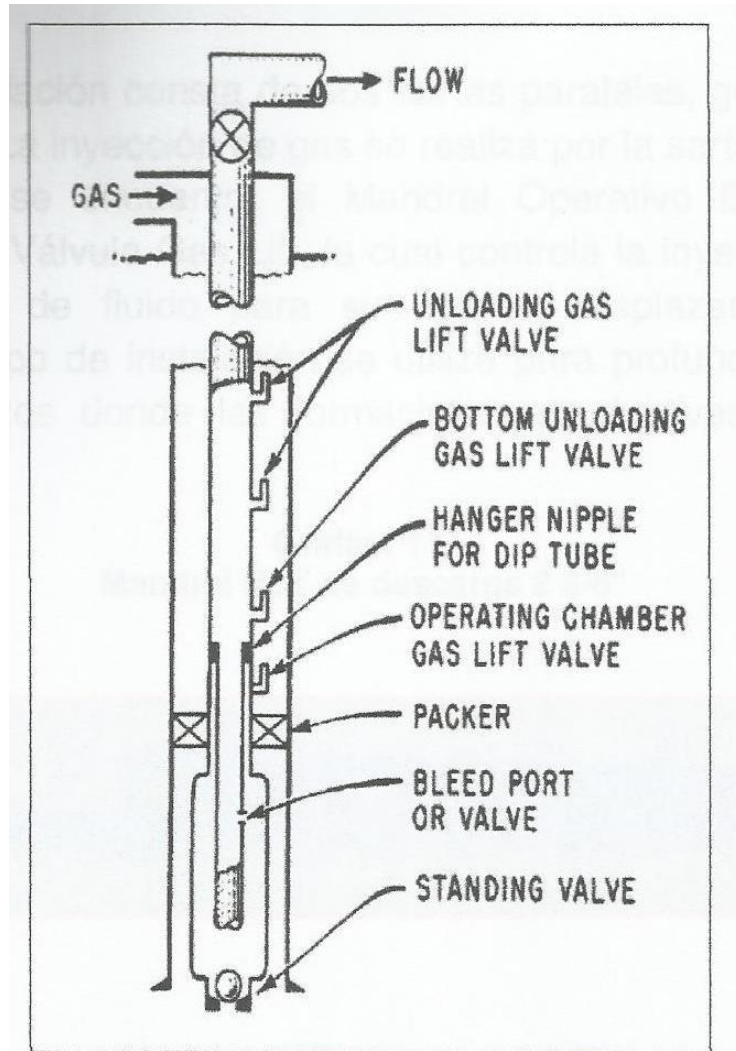


**Figura 3.10 Instalación de Gas Lift intermitente convencional**

### **3.4.2.2 INSTALACION GAS LIFT CON CAMARA DE ACUMULACION.**

En este tipo de LAG intermitente se utiliza el espacio anular entre el revestidor de producción y la tubería de producción para el almacenamiento de los fluidos aportados por la formación y el gas desplaza directamente al tapón de líquido inicialmente a favor de la gravedad y posteriormente en contra de dicha fuerza. Normalmente se utiliza cuando la presión estática del yacimiento alcanza valores muy bajos, de tal magnitud (aproximadamente menores de los 100 lpc por cada 1000 pies) que con el intermitente convencional el tapón formado sería muy pequeño y por lo tanto la producción sería casi nula.

Instalación cámara insertada, es una variación de una instalación convencional. La adición es una cámara de acumulación y un tubo de inmersión. La válvula de retención o Check Valve va instalada debajo de la cámara e inmediatamente encima del tubo perforado.



**Figura 3.11 Instalación Cámara Insertada**

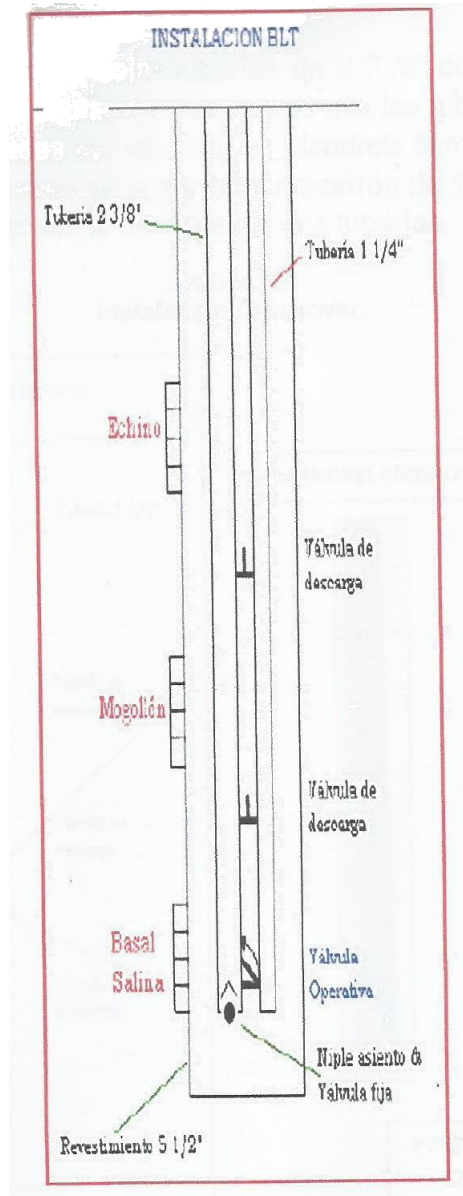
Este arreglo permite producir el petróleo desde el fondo del pozo y levantar un volumen de fluido razonablemente mayor por cada inyección de gas; este tipo de instalación reduce también la contrapresión sobre la formación productiva. La instalación es recomendada cuando la zona productiva varía de 300 a 600 Ft

### **3.4.2.3 INSTALACION GAS LIFT BLT**

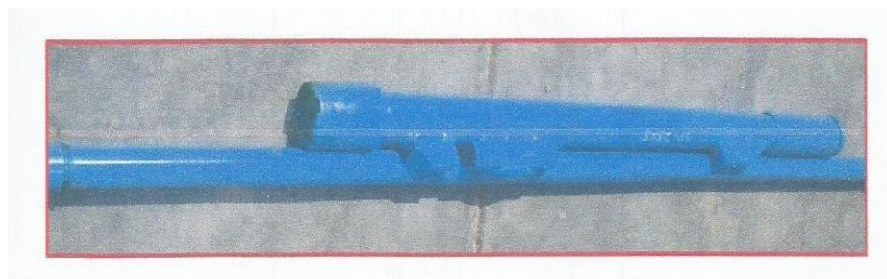
Este tipo de instalación consta de dos sargas paralelas, generalmente una de 2 3/8" x 1 1/4". La inyección de gas se realiza por la sarga de 1 1/4" hasta el fondo donde se encuentra el Mandrel Operativo BLT. El Mandrel operativo aloja la Válvula Gas



Lift, la cual controla la inyección de gas por debajo del taco de fluido para su optimo desplazamiento hasta la superficie. Este tipo de instalación se utiliza para profundizar el punto de inyección en pozos donde las formaciones productivas se encuentran distantes.



**Figura 3.12 esquema de instalación BLT**



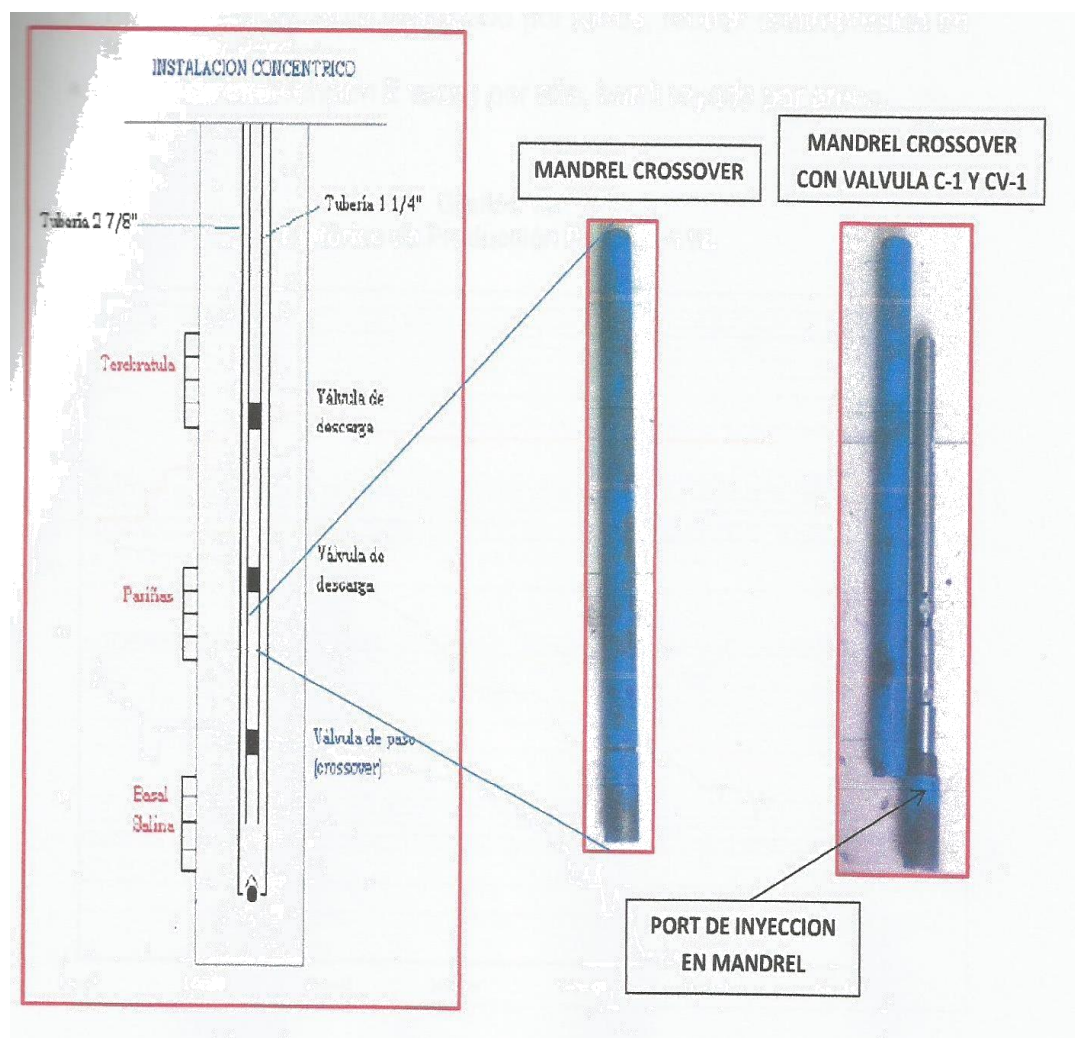
**Figura 3.13 Mandrel BLT de descarga 2 3/8"**



**Figura 3.14 Mandrel BLT Operativo 2 3/8"**

#### **3.4.2.4 INSTALACION GAS LIFT CONCENTRICO.**

La instalación consiste en bajar tubería de 2 7/8" con perforado, Check Valve y cámara de acumulación y dentro de ellas las tuberías Macarrón de 1 1/4" donde van instaladas las válvulas en Mandrels llamadas Crossover. El gas es inyectado a través de la sarta de Macarrón de 1 1/4" y el petróleo es levantado por el anillo existente entre las dos tuberías.

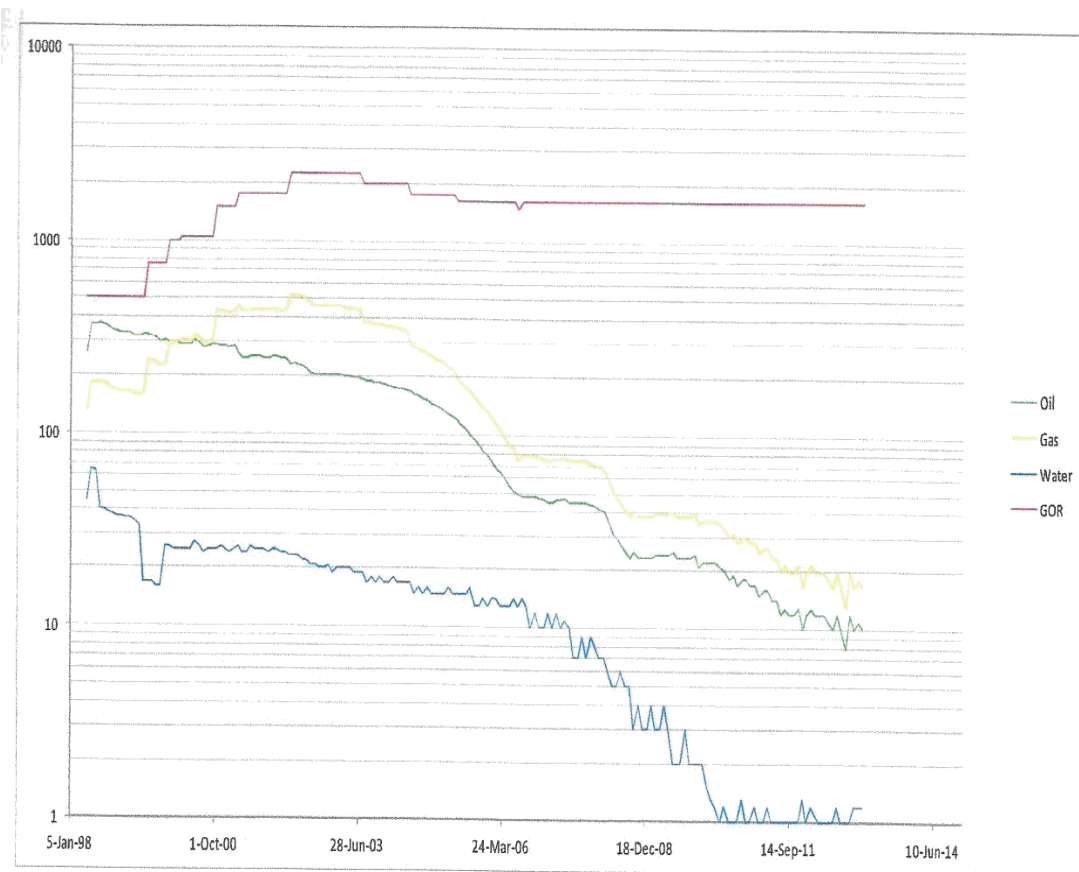


**Figura 3.15 Instalación Crossover**

### 3.5 EXPERIENCIA POZO LG-112.

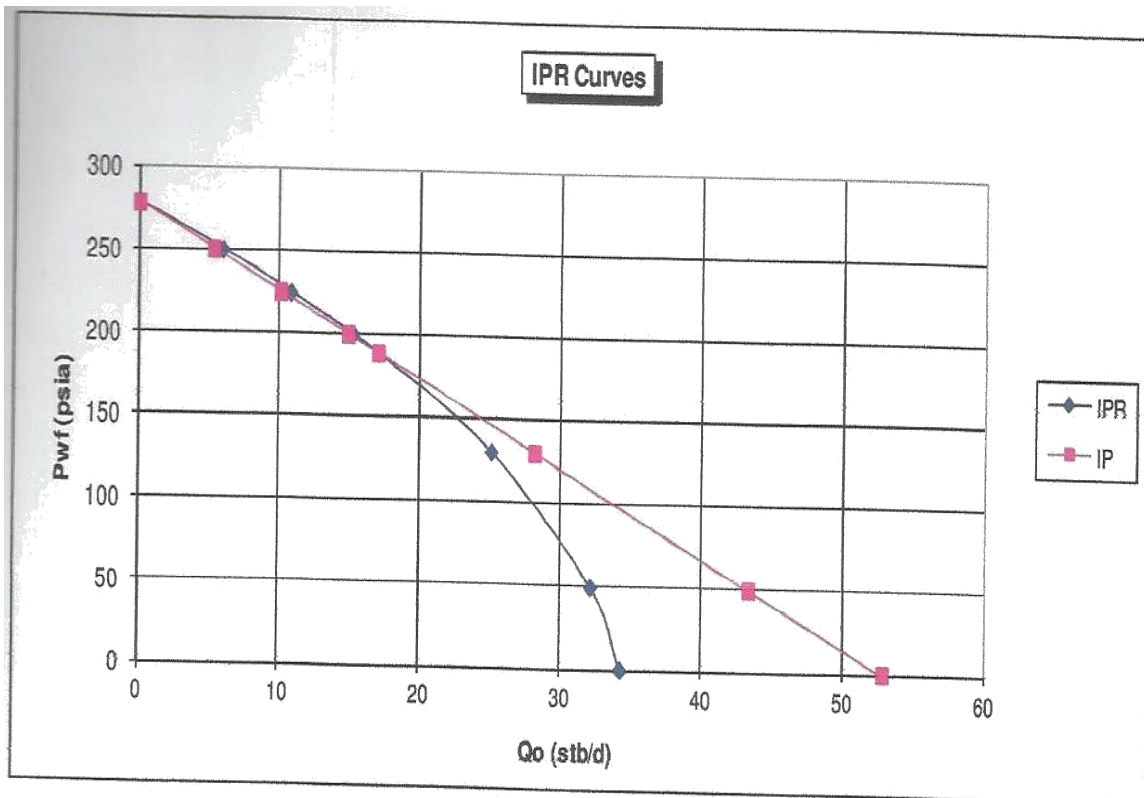
El pozo LG-204, ubicado en la parte norte y límite del Campo Laguna Grande. Se encuentra en producción desde 1998, presenta las siguientes características de producción:

- Producir con alto GOR, baja presión de reservorio.
- Formación Verdum crudo de 36° API.
- Asistido con Unidad de Bombeo Mecánico.
- Eficiencia Volumétrica de la bomba 29%.
- Pozo frecuentemente desfogado por forros, reducir contrapresión en formación Verdum.
- Índice de Intervención 2 veces por año, barril rayado por arena.



**Figura 3.16 Histórico de Producción del pozo LG-112**

Como parte del diseño Gas Lift se realizó con Slick Line PCP (Prueba con paradas), estimado un Presión de fondo de 280 PSI, dejando los MG en fondo por periodo de 1 Hr.



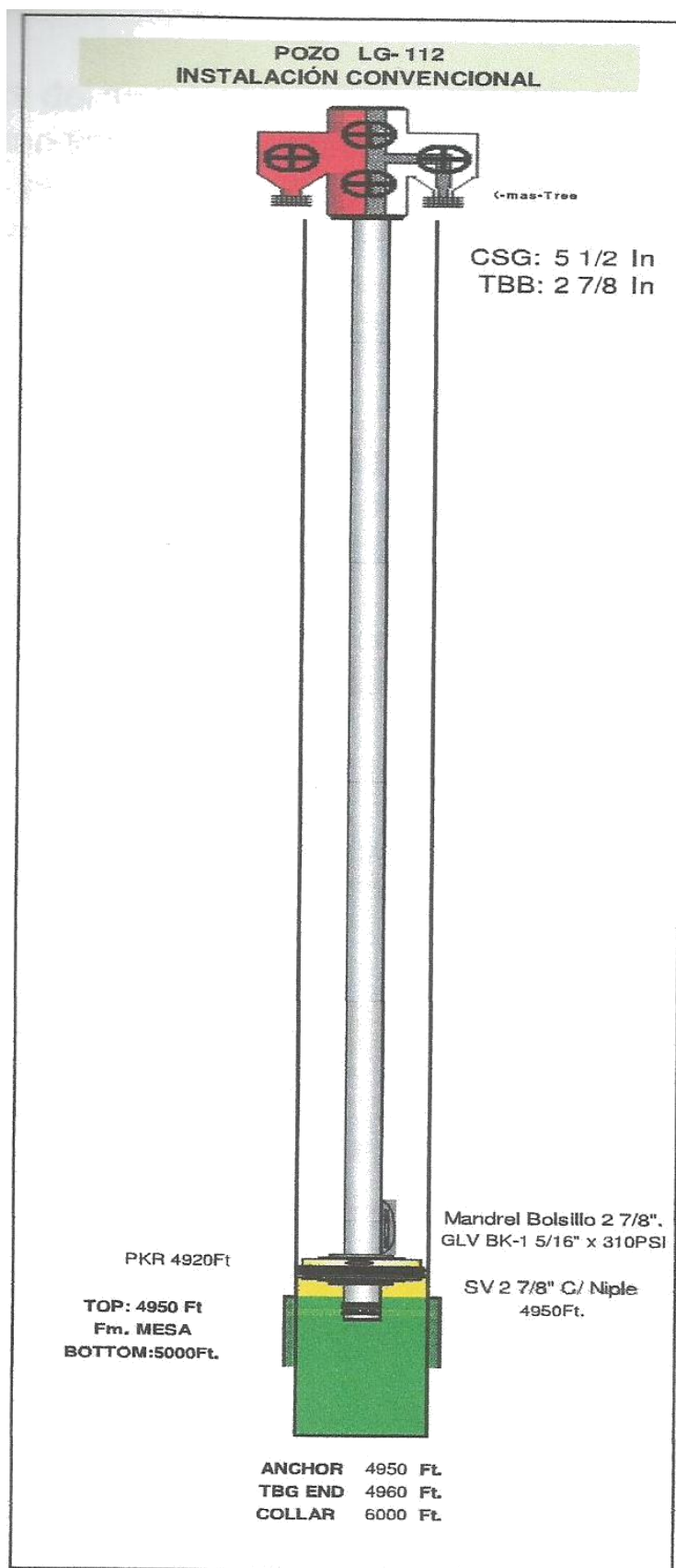
**Figura 3.17 IPR estimado para el pozo LG- 112**

Se estimó el comportamiento de afluencia de la formación por el modelo matemático simplificado de VOGEL, considerando los siguientes parámetros:

- SBHP = 280 PSI
- IP: 0.19BPD/PSI
- AOF: 34BPD

Se decidió bajar una instalación convencional dado que se tiene una sola formación Productiva Verdum, mitad de perforados 4975Ft MD/TVD.

La profundidad del Packer 30Ft por encima del tope de los perforados y la punta de tubos @ 4960Ft.



**Figura 3.18 pozo LG-112 Instalación Convencional**



Posterior a definir el estado mecánico para asistir el pozo con Gas Lift Intermitente, se diseña la Válvula Gas Lift, teniendo en cuenta los siguientes parámetros.

- Presión máxima del sistema: 500PSI.
- No se consideran Válvulas de Descarga.
- Se selecciona el Port de 5/16”, para inyectar un volumen de gas instantáneo grande, permitiendo el levantamiento eficiente.
- El Mandrel operativo es del tipo de bolsillo, así reemplazar válvula con Slick Line sin necesidad de realizar un Pulling.
- En función a la presión de fondo 280PSI y la columna de fluido que podría levantar aprox. 800Ft de crudo 0.8 GE. La presión del sistema será suficiente para descargar del pozo, en el peor de los casos se dará asistencia con Swab, hasta arrancar el Pozo.
- Se realizó el diseño de la Válvula de Gas Lift considerando una presión aguas debajo de la válvula Gas Lift de 130 PSI, considerando un taco de 90Ft y una presión en cabeza de 80PSI.

**Tabla 3.6**  
**Calculo de calibración de GLV**

Opening P. at depth	OP	217	PSI
Ratio Ab/Ap	R	0.257	5/16”
Tubing Pressure	TP	130	PSI
Closing P. at depth	Pvc	194	PSI
T. @ Valve Depth	Tdepth	114.1	°F
Temperature Correction Factor	TCF	0.896	
Bellows P. at base T.	Pd @ °F	174	PSI
Test Rack Opening Pressure	Ptro	234	PSI

Se determinó la presión de calibración de la Válvula en 250PSI (TROP). Válvula Gas Lift equivalente a BK-1 (camco) Port 5/16.

El pozo arranco con Gas Lift y posterior a estabilización se estableció el ciclo de operación:

Ciclo: 30’ x 4’

Es decir 26 minutos de reposo por 4 minutos de inyeccion.

El sistema mejoro con la instalación de compresores en la batería, reduciendo así la contrapresión en la batería, esto nos permitió tener una contrapresión en cabeza de pozo de 100PSI, 20 Psi adicional de lo considerado.

El pozo se estabilizo en un ciclo de 30' x 3' y en una producción de 20 BLPD con un Wcut de 10%. Logrando un incremento de 100% en producción de crudo.

El GOR de producción de incremento a 1600SCFT STB, dado que posterior al arribo del taco se producía el gas de formación por el flowline hacia batería.



## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- El sistema gas Lift Intermitente aplicado en el pozo LG-122, confirma que el sistema gas Lift es el método más adecuado para lograr la optimización de los pozos que producen con alto GOR al producir el gas de la formación e incrementar la recuperación de líquidos.
- La instalación de Compresores en baterías, permiten optimizar la producción de los pozos con gas Lift, reduciendo la contrapresión en cabeza de pozo.
- Al producir el gas que aporta los pozos y no ventearlo, mejoramos las prácticas de producción cumpliendo con la normativa nacional de reducción de emisiones de gas metano a la atmósfera.
- Se estima una pérdida de fluido de 7% de volumen del taco de fluido inicial por cada 100FT durante su ascenso a superficie, esto podría ser reducido con la instalación de un pistón viajero, creando una interface mecánica entre el gas y el líquido.
- Es posible considerar la reactivación de pozos ATA, cerrado por llegar a su límite económico al ser producidos con bombeo mecánico

## **BIBLIOGRAFÍA**

- API Gas Lift Manual, Book 6. Third Edition 1994.
- Explotación de Petróleo y Gas en Campos Maduros y Marginales del Noroeste Peruano – impacto de la Normativa aplicable, Filomeno Marcelo Alta Mori, UNI 2006.
- Gas Lift. ESP OIL. Maracaibo 2004.
- Programa de Capacitación Integral Progresiva en Ingeniería de Petróleo – Fase I. Petroperú 1981